Energy, Mines and Resources Canada
Hon. Marcel Masse
Minister

Energie, Mines et Ressources Canada
L'Hon. Marcel Masse
Ministre

The Sarnia-Montreal Pipeline:

An Evaluation of Prospects

Canada

88-00789/

THE SARNIA-MONTREAL PIPELINE:

An Evaluation of Prospects

Energy Commodities Sector
Energy, Mines and Resources Canada
June 1987

CONTENTS

		Page
	Overview and Summary of Findings	i
1.0	Introduction	1
2.0	Background	2
2.1	Interprovincial Pipe Line Limited - History of the System	2
	2.1.1 Tolls	3
2.2	Montreal Pipe Line Company Limited - History of the System	3
	2.2.1 Ownership	4
	2.2.2 Tolls	5
2.3	Changes in the Operating Environment	5
2.4	Crude Oil Supply Forecast	9
3.0	Factors Affecting Pipeline Use	11
3.1	Feedstock Requirements	11
	3.1.1 End-use Demand	11
	3.1.2 Crude Oil Requirements	12
	3.1.3 Type of Feedstock Requirements	13
3.2	Feedstock Options By Region	18
	3.2.1 Quebec City and the Atlantic Region	18
	3.2.2 Montreal	18
	3.2.3 Ontario	19
	3.2.4 Prairies and NWT	19
	3.2.5 B.C. and Yukon	19
4.0	Commercial Factors Affecting Feedstock Selection	21
4.1	Relative Prices	21
4.2	Delivery Costs	21
4.3	Delivery Time	23
4.4	Carrying Costs	23
4.5	Sourcing Flexibility	24
4.6	Long-term Sourcing Strategy	24
4.7	Summary	24
5.0	Commercial Implications of Reduced Throughput on the Sarnia-Montreal Pipeline	25
5.1	Delivery Times	25
5.2	Tolls	25
5.3	Batch Quality	25
5.4	Implications of Various Movement Scenarios	26
	5.4.1 Current Mix	26
	5.4.2 Mixed-Stream Movements	26

CONTENTS (concluded)

		Page
6.0	Sensitivity to Decisions on Specific Movements	27
6.1	Heavy Crude Exports	27
6.2	Gas Liquids Movements	27
6.3	Product Deliveries	28
6.4	Petro-Canada Clarkson Partially Processed Stream	28
6.5	Synthetic Crude Oil	28
7.0	Impact of IPL Deficiency Agreement	29
8.0	Cost of Closing and Mothballing the Sarnia-Montreal Line	30
8.1	Inert Gas as Linefill	30
8.2	Crude Oil as Linefill	30
9.0	Cost of Reversing the Sarnia-Montreal Line	31
10.0	Costs of a Yo-Yo Operation	33
11.0	Use of the Mid-Continent System for Ontario	34
12.0	Alternative Outcomes	36
12.1	Continued West-to-East Movements	36
12.2	Closure	37
12.3	Reversal	37
12.4	Yo-Yo Operation	37
13.0	Implications of Alternative Outcomes	39
13.1	Supply Options and Costs	39
13.2	Security of Supply	41
14.0	Government Options and Implications	42
14.1	Leave to Commercial/Regulatory Decisions	42
14.2	Enhance Emergency Preparedness	42
14.3	Direct Regulation	42
14.4	Subsidize Transportation Costs	43
15.0	Conclusions	44
Annex I	IPL/Lakehead System Developments	45
Annex II	IPL Operating Data	46
Annex III	IPL Deliveries	47
Annex IV	Natural Gas Liquids Supply and Demand	48
Annex V	Crude Oil Requirements	52
Annex VI	Sarnia-Montreal Pipeline Deficiency Agreement	56

OVERVIEW AND SUMMARY OF FINDINGS

Study Objectives

Following the Energy Ministers' Conference of January 30, 1987, a communiqué was issued that read, in part,

> *Ministers also recognized the possibility that even with assistance to the oil and gas industry, significantly reduced light crude oil flows to eastern Canada will affect the viability of Canada's crude oil transportation pipeline system. It was agreed that a study of this issue will be undertaken through the Working Group System.*

This paper, which is intended to contribute to the Working Group review, contains an evaluation of the effects of several crude oil supply scenarios on the viability of the pipeline system, as well as their implications for users of the system.

Given the relatively short time available and the inherent fallibility of forecasts, no attempt has been made to predict the viability of the oil pipeline system in eastern Canada. Rather, several possible outcomes are identified. The likelihood of any of these occurring would depend on how events unfold over the next few years. The lack of firm information in many critical areas makes it difficult to be definitive about the probability that any of the outcomes discussed will actually occur, but a certain element of likelihood can be attached to the various scenarios, as well as to some of their implications. To complete the analysis, several options available to governments to influence current and future use of the eastern Canadian pipeline system are examined, and some conclusions about the advisable response are drawn.

It became apparent that although the purpose of the study was to review the viability of the pipeline system, there was only one portion of the line where changes in oil supply and demand were liable to prompt changes in its mode of operation -- the Sarnia-Montreal portion of the Interprovincial Pipe Line (IPL) system. Thus the bulk of the study focuses on that part of the system and on how various possible developments might affect its future.

Background

The supply and demand for oil can affect the viability of the pipeline system in several ways. Changes in the amount and types of oil flowing through the pipeline have direct implications for the cost and other commercial considerations (for example, delivery times, carrying charges, product quality) facing refiners purchasing crude oil. These in turn will influence refiners' decisions about whether using the pipeline to get the supplies they need continues to make commercial sense.

Most significant, of course, is the fact that the lower the volume of oil being transported through a pipeline, the higher the toll a refiner has to pay per unit shipped, because the costs of running the line have to be spread over fewer units. At the same time, lower volumes can mean longer delivery times, resulting in potential production problems, higher carrying costs and more risk for the refiner. Product quality may also suffer if there is a demand for different types of oils that have to be shipped through the pipeline system at the same time, again creating additional cost and production problems.

The complex interplay of these factors makes projecting pipeline use and viability difficult at best and virtually impossible without reliable information about the demand for the various oils that can be shipped through the system, as well as the location, availability and cost of the supply necessary to meet that demand.

In its 1986 report, Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005, the National Energy Board (NEB) presents two possible oil price scenarios and analyzes their implications for oil supplies. Under both the high-price and the low-price scenario, the NEB identifies a potential shortfall in the supply of western Canadian light crude oil to meet the needs of Ontario and western refineries in the early 1990s. A development of this nature could affect the future use of the Sarnia-Montreal portion of the IPL pipeline, which currently supplies about 60% of Montreal refinery requirements. This could lead to a need to develop new supply arrangements for both Montreal and Ontario refineries. If that occurred, decisions about the future of the Sarnia-Montreal line would be necessary.

The focus of this paper is those matters likely to be of concern over the short to medium term. Only limited background on the current status and past development of the existing pipeline system is provided, because much of this information is familiar or generally available. Instead, recent industry and market developments and supply/demand trends are outlined briefly to provide a current context for discussing the factors affecting the viability of the pipeline system.

Among the more significant developments on the supply side are the continuing decline in the amount of conventional light crude oil being produced from western Canadian fields and the expanding production of heavy crude oil and bitumen. This is one of the factors leading some to question the continued viability of the Sarnia-Montreal portion of the line.

On the demand side, the rapid decline in oil consumption in Canada in the early 1980s appears largely to have levelled off. The resulting excess oil refining capacity has led to a major restructuring of downstream infrastructure, ranging from the closure of many refineries to tighter inventory management policies and reductions in the duplication of retail, storage and other services and facilities in some markets. This, too, has implications for the viability of pipeline operations.

In the absence of any significant upgrading of refinery processing capacity or the development of upstream installations to permit the domestic use of the expanded heavy crude oil supply, these volumes have been finding new and expanded export market outlets. This in turn has required significant capital expenditures on the IPL system to relieve bottlenecks and accommodate the higher proportion of heavy crude oil being transported. This, too, will affect refiners' decisions about the economic wisdom of using the line as these costs begin to be reflected in toll structures.

Commercial Alternatives

Using the NEB oil supply/demand forecasts as a backdrop, this paper presents an evaluation of regional crude oil requirements along with a range of options to meet those requirements. The analysis indicates that there are several alternatives available to the industry. Either singly or in combination, and given the right conditions, these alternatives could accommodate the crude oil requirements of both Ontario and the western refineries through the mid-1990s. The alternatives include, among others, reducing refined product exports, investing in refinery infrastructure to accommodate heavier crude oils and oils with higher sulphur content, and using the U.S. pipeline system to augment Ontario crude oil supplies.

Thus, regardless of the future domestic supply of light crude from western Canada, commercial considerations will be the major factor influencing the viability of the pipeline system. Because only two refiners remain in Montreal, their decisions about using the Sarnia-Montreal pipeline will be central to its future. The study examines in some detail the commercial factors that influence refiners' decisions about selecting feedstock for processing; the aim is to identify those that could significantly affect future throughput on the Sarnia-Montreal pipeline. Individually, these factors might not be of sufficient weight to warrant a substantial shift in supply arrangements. In combination, however, they can be mutually reinforcing. For example, longer delivery times on the pipeline, when combined with higher carrying and inventory costs and the associated risk of price fluctuations, could persuade a refiner to switch to another supply source, even if it meant some loss of supply security.

Longer delivery times are one of the consequences of reduced throughput on a pipeline. Another is changes in tolls and pipeline operations. The study examines the commercial implications of reduced throughput levels for pipeline tolls and operations because these types of commercial factors will decide the future use of the line. Similarly, it is relevant to outline the potential effects of several possible movements of non-light crude oils to Montreal, such as heavy crudes, partially processed and synthetic crude oil.

Finally, the effect of the Deficiency Agreement between IPL and the government of Canada on pipeline operations is examined. Under the agreement, if the Sarnia-Montreal line is not used, the government of Canada becomes responsible for fixed costs, such as taxes, inspection, maintenance and debt amortization, until 1996. (The potential liability is almost $30 million in 1987 and would fall gradually to about $14 million in 1996.)

Cost of Line Use Options

In the event that the Montreal refiners reduce the amount of oil being shipped through the Sarnia-Montreal line to the point where it is no longer viable, several options are available. The line could be mothballed and filled with inert gas or crude oil, the line could be reversed so that oil could flow from east to west, or the line could be altered so that oil could flow in either direction -- a so-called yo-yo operation. All would likely require an application to the National Energy Board, public hearings, and government approval of the NEB's recommended course of action. In each case, however, different costs and other considerations are involved.

Mothballing the Sarnia-Montreal line would cost about $3 million, plus a small annual maintenance fee, if it is filled with inert gas. The cost of mothballing the line and leaving it full of crude oil would be minimal, but the annual interest cost on that oil would be about $6 million. This approach has a potential security benefit in that, in an emergency, domestic crude oil could be delivered to Montreal refineries seven days earlier than would be possible if the crude were replaced with inert gas before the pipeline was mothballed. (The mothballed line holds about 365,000 cubic metres, or eleven days' supply for the Montreal refineries. Thus, most of the security benefit of leaving the line full of oil would be realized if additional oil continued to be available after the supply in the reopened line had been used up.)

The cost of reversing the pipeline so that oil could flow from east to west could range from $20 million to $100 million, depending on the number of pumping stations involved, the additional tankage required at the end of the line, and the possible need for pipeline laterals and other related improvements. This reversal process would take between one and three years, depending on the scope of the process selected. In addition, some capital expenditures on the Portland-Montreal pipeline would likely be required, at a cost of between $3 million and $8 million, to raise its capacity to meet the needs of both Montreal and Ontario refineries.

For Ontario refineries to remain competitive with U.S. refiners, however, the cost of transporting oil via the Portland-Montreal line and a reversed Montreal-Sarnia line could not exceed the cost of shipping through the U.S. mid-continent system by a significant margin. The cost of moving oil from Portland to Sarnia will depend on the size of the initial investment to reverse and expand the lines and will also vary with throughput levels.

The capital cost of a yo-yo operation would exceed the cost of reversal by perhaps $10 million. However, the operating costs of a yo-yo arrangement would be somewhat higher than the cost of running a unidirectional line, because delivery times would increase and shippers would see their carrying and linefill costs rise.

An alternative to both reversal and yo-yo operation of the Sarnia-Montreal line would be to deliver offshore crude oil to Ontario refineries via the U.S. mid-continent pipeline system. There are several pipeline routes from the U.S. Gulf coast into Ontario, but the Capline/Chicap pipelines from Louisiana to the Chicago area currently have considerable spare capacity. A connection from Chicago to the Lakehead Pipeline system, to be completed later this year, will give Ontario refiners access to competitively priced offshore crude oil and expanded access to U.S. domestic crude oil. However, as North American crude supplies decline, more offshore crude oil will enter U.S. northern tier refineries via the mid-continent system, creating potential bottlenecks. Commercial pressures will likely see any bottlenecks resolved, but potentially at the cost of higher tariffs.

Because of the availability of the U.S. mid-continent system, which has some excess capacity at the moment, obtaining additional foreign oil supplies for Ontario refineries may not be a problem. This could also be viewed as an interim arrangement while the future of the Sarnia-Montreal line is decided

and action taken on the decision. In any case, it would appear likely that Ontario refiners would import offshore oil initially via the mid-continent system, if only to build up throughput volumes to a point where tariffs to ship the same volumes on a reversed Sarnia-Montreal pipeline would approach competitive levels.

In summary, should additional imports become necessary, a reversed Sarnia-Montreal pipeline would not be the only available method of supplying crude oil for Ontario refineries; an alternative already exists in the form of the U.S. mid-continent system. Any assessment of the cost of the various options should also take into account the availability of this alternative.

Sarnia-Montreal Line Use Alternatives

From a practical perspective, there are four possible ways to run the Sarnia-Montreal pipeline over the next decade. The present capacity for west-to-east movements could be maintained, the line could be reversed, the line could be changed to a yo-yo operation, or the line could be mothballed. (This list does not exhaust the possibilities, but these are the most plausible uses for the foreseeable future.) The likelihood that any of these uses would be deemed commercially viable depends on how events unfold. The study therefore outlines the factors that might contribute to a decision to use the line in one way or another and describes the circumstances where one use would be more likely than another.

(i) West-to-East Flow

In the short term, the line could close down at any time, despite ample supplies of light crude oil, if prices of Canadian light crude were to increase, relative to offshore supplies, for a sustained period. In that event, Montreal refiners might seek more offshore supplies, or Canadian producers might be more interested in selling to U.S. markets. However, even given the unpredictability of international prices, there is no obvious reason why western Canadian crude oil prices should stray markedly out of line with offshore prices over the short to medium term. Future west-to-east flow through the line could continue to be economically viable if there were continued movement of non-light crude supplies to Montreal, as well as potentially some additional heavy crude oil for export and to displace existing Quebec imports. These volumes could be supplemented by light sour crude oil from western Canada, which Ontario refiners are not equipped to process because of its high sulphur content. Should modification of the line to high-pressure service be approved, the addition of natural gas liquids shipments to Montreal could also contribute to future west-to-east flow of the line.

(ii) Mothballing

Closure and mothballing of the line for a few years could occur, possibly in combination with another course of action. For example, in anticipation of a reversal of the line, a period of closure would potentially permit the Ontario crude oil deficit to develop sufficiently

to allow a commercially viable reversed flow. Alternatively, after a period of closure, new Canadian supplies from expanded western and frontier production could possibly lead to a resumption of west-to-east flow in the 1990s.

(iii) Reversal

A reversed Sarnia-Montreal pipeline could improve security of supply for Ontario refineries, but it would make commercial sense only if its tariffs were comparable to, or less than, those on the U.S. mid-continent system. Under these circumstances, Ontario refineries would have the highest delivered crude oil cost in North America, because they would be at the end of all the pipelines delivering crude oil. The relative costs of deliveries through the Sarnia-Montreal line and the mid-continent system would vary with the amount of spare capacity in the latter system, as well as the cost of adding new capacity to it, the potential throughput on the two lines, and the initial investment required to reverse the Sarnia-Montreal line.

(iv) Yo-Yo Operation

The yo-yo operation may also represent only an interim solution, until the line is reversed on a long-term basis. From a security of supply perspective, a relatively small incremental capital cost over that required for a simple reversal would be needed to maintain an emergency west-to-east flow possibility, after a possible future reversal.

What is the likelihood that any of these developments will occur, bringing with them decisions to change the use of the Sarnia-Montreal pipeline? At present, there is simply not enough information on which to base reliable predictions of the outcome. As a result, there is no firm basis for deciding whether and how governments should respond. It may also be that no response is necessary in any event, because the need to change the mode of operation of the Sarnia-Montreal line, to meet the requirements of Ontario refineries may simply never arise.

Security of Supply

It can be expected that Ontario refiners will seek the most cost-effective future supply option. However, it is far from clear that reversing the Sarnia-Montreal line would be the best way of securing supplies for Ontario refineries. From a security of supply perspective, there is no significant difference between importing offshore crude into Ontario via Portland and importing it through the U.S. mid-continent system. From the perspective of Montreal refiners, however, a reversal of the Sarnia-Montreal line (without a yo-yo capability) would cut off pipeline access to Canadian crude. A simple closure of the line would not significantly impair Montreal's security of supply relative to the status quo, so long as there remain sufficient light crude supply capabilities in western Canada.

Possible Role For Government

Apart from the lack of reliable information, the potentially serious consequences of government measures with respect to future pipeline use also militate against action at this time. The spectrum of possible actions includes leaving the future of the line to commercial and regulatory decisions, contributing to emergency preparedness by covering the cost of filling the line with oil if it is closed, regulating imports and/or exports to enhance use of the line, and subsidizing tolls to support continued operation or reversal of the line.

The government could leave decisions about the future of the Sarnia-Montreal line to normal commercial and regulatory processes. Any change in the current status of the line would likely require an NEB facilities hearing. An NEB decision to permit closure or reversal of the line between now and 1996 would also need the approval of the government of Canada under the Deficiency Agreement with IPL.

If the line was closed, the government could enhance emergency preparedness marginally, by ensuring that the line is left full of crude oil, but this step would cost about $6 million a year. In the event of commercial and regulatory decisions to reverse the line, creating a yo-yo capability might also be considered as a means of enhancing security of supply.

Regulating imports and/or exports of oil, in order to force domestic crude to Montreal refiners and maintain west-to-east flow, would work only if there remains the potential for sufficient light crude production in western Canada. Moreover, such measures would not be consistent with a deregulated oil market and would entail reduced market efficiency and higher costs. The burden of higher costs resulting from this type of regulation would be shared by some combination of producers, refiners, consumers and taxpayers.

Subsidizing tolls directly to support continued west-to-east flow or to ease the cost burden of reversal would distort crude oil movements and inter-regional feedstock cost relationships and could also result in high costs for the government. Moreover, this action would not be effective unless there remained sufficient supplies of crude oil in western Canada.

Conclusions

There remains a great deal of uncertainty about the commercial future of the Sarnia-Montreal pipeline. The data now available are simply not sufficient to point unequivocally or reliably to any single chain of events and therefore cannot support a recommendation for a course of action. Over the next three to five years, it appears likely that the line will continue in commercial use, transporting oil from west-to-east. If offshore prices became competitive with Canadian light crude prices for an extended period, Montreal refiners might decide to switch entirely to imported oil. However, this does not seem likely in the near term. This suggests that it might be unwise to launch an intervention that might be costly and would be unlikely to offer any improvement over what would occur in the absence of intervention.

Ontario's import requirements, to the extent that they become necessary, will probably be met initially via the U.S. mid-continent system. Depending on the rate of growth and the ultimate size of Ontario's oil deficit, this alternative may provide the most economic delivery system over time. This development would be compatible with both continued west-to-east flow and temporary closure of the Sarnia-Montreal line. Unless it appeared that Ontario's deficit would remain at a reasonably high level (say, 16,000 to 32,000 cubic metres a day) for at least several years, a reversed Sarnia-Montreal pipeline would likely have difficulty competing with the U.S. mid-continent pipeline system. Thus, reversal might never become a commercially viable approach, depending as it does on a combination of circumstances that does not seem likely, given the information now available. This, too, supports a policy of waiting for events to make the best course of action more apparent.

Finally, by the mid-1990s, the enhanced supply associated with higher prices could once again see western oil supplies rebuilding sufficiently to maintain a west-to-east flow through the pipeline into Montreal. If that turned out to be the case, any intervention occurring now could be rendered redundant.

Although temporary closure of the line might be necessary between now and then, there is still no need for precipitate government action, because that decision would be dictated by commercial considerations and subject to regulatory review. It is also a decision that need not appear alarming, because there are good indications that future supplies coming onstream might make the line commercially viable once again.

In summary, this analysis of various crude supply scenarios and their implications for the viability of the pipeline system concludes that governments should not intervene at this time. This is principally because the data on which decisions about intervention should be based are not yet available and will not be available for several years. The study emphasizes the need to maintain a longer-term perspective on the oil supply and demand situation and to frame any government actions or decisions about the future of the pipeline system in light of that perspective. On that basis, the most appropriate response at present is to avoid costly and potentially futile intervention by waiting for better decision-making information to become available.

1.0 INTRODUCTION

This report attempts to distinguish between longer-term structural issues affecting the viability of the pipeline system and the shorter-term issues. Although the latter are of immediate concern at any given time, they are unlikely to impinge on the fundamental viability of the system. Individual factors affecting the use of the pipeline system, such as refiners' feedstock requirements, are reviewed to determine their effects as well as the range of possible situations they could create. For the most part, the situations described are intended to represent possible scenarios under prevailing and anticipated future circumstances, that is, in the absence of any major external shock or intervention in the system.

In October 1986, the National Energy Board (NEB) released a report entitled Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005. It was decided to use this analysis as a backdrop against which to evaluate various scenarios. The NEB findings are described only briefly to provide the necessary context. More detailed information can be found in the annexes to this report or in the NEB report, as appropriate.

The NEB report provides two possible price scenarios. To maintain brevity and clarity in this analysis, it was determined that one price scenario provided sufficient background. Because the NEB's high-price case appears the more likely, it is used as the basis of this analysis. Where appropriate, however, the low-price case is also given to illustrate the effects of a more pessimistic scenario.

Factors potentially affecting pipeline use are analyzed with a view to determining the sensitivity of the pipeline system to changes in these factors. It is difficult, if not impossible, to estimate the effect of some factors potentially affecting pipeline flows. In these cases it is still possible to identify the likely direction of change, as well as the consequences of change in one direction or another.

Finally, some of the options available to governments to alter pipeline use are discussed, along with the potential implications of such intervention.

2.0 BACKGROUND

2.1 Interprovincial Pipe Line Limited History of the System

Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) was incorporated by a special act of Parliament on April 30, 1949. Lakehead Pipe Line Company Inc., a wholly owned subsidiary incorporated in the United States on August 29 of the same year, operates the U.S. portions of the system.

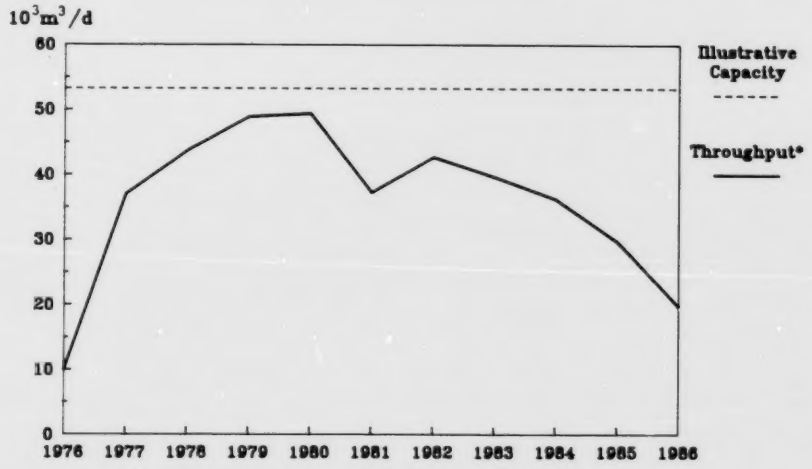
The IPL system currently consists of (a) three parallel lines from Edmonton to Superior, Wisconsin; (b) two lines from Superior to Sarnia, Ontario, one via the Straits of Mackinac (light crudes and the natural gas liquids mix) and one via Chicago; (c) two lines from Sarnia to the Toronto area with lateral extensions to Buffalo, New York and Nanticoke, Ontario; and (d) a crude oil line from Sarnia to Montreal which has a lateral extension from the Petro-Canada refinery at Clarkson, Ontario (Graph 1).

The IPL/Lakehead system is under the jurisdiction of the National Energy Board (NEB) in Canada and the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in the United States.

The IPL system was originally developed in 1947, as a wholly owned subsidiary of Imperial Oil Ltd., to transport crude oil from the Leduc field in Alberta to Regina. Before plans were completed, additional crude oil was discovered near Redwater, Alberta, and it was decided to extend the pipeline to Superior, Wisconsin, near Duluth, Minnesota. At the same time, other oil companies were invited to participate in the ownership of the expanded pipeline, and Imperial's interest was reduced to 33%. The other original shareholders were Gulf (7%) and Shell (2%), with the remaining 58% spread over some 22,000 shareholders, each with less than 2% of the shares. In 1983 Hiram Walker Resources Ltd., which became a subsidiary of Gulf Canada Corporation in 1986, acquired a 34% interest. Imperial Oil's interest is now 22%.

Graph 1

IPL SARNIA – MONTREAL PIPELINE CAPACITY AND THROUGHPUT



*Throughput includes transfers east of Montreal 1982–1985

Source: Interprovincial Pipeline

A summary of key developments affecting the IPL/Lakehead system is provided in Annex I.

2.1.1 Tolls

Under the current free market pricing regime, prices for Canadian crude oil and natural gas liquids are determined essentially in the large consuming markets of the midwestern and northeastern United States. Canadian producers of these products must therefore absorb the cost of transportation to these markets. Transportation charges beyond these points, to Toronto and Montreal, are borne by the purchasers, whether refineries, petro-chemical plants or other users. In the case of refined petroleum products delivered from Edmonton to points in Saskatchewan and Manitoba, the pricing point is Edmonton, and the cost of transportation is paid by the purchaser.

Tolls on the pipeline system are set to cover operating costs, contribute to retiring the debt, and yield a return on equity of 15.25% in 1986. Toll rates on the various commodities flowing through the lines vary according to the cost of providing transportation for them. Thus there is a base light crude rate to which percentage surcharges are added for medium and heavy crudes (5% and 15% respectively). In the case of refined petroleum products and natural gas liquids, the toll is a fixed dollar amount for each cubic metre shipped. Representative 1987 tolls for products transported from Edmonton are presented in Table 1.

Table 1

1987 Interim Interprovincial Tolls

$/m^3$

	Regina	Sarnia	Montreal
Light Crude Oil	1.96	7.56	9.61
Medium Crude Oil	2.06	7.93	10.07
Heavy Crude Oil	2.26	8.68	11.00
Refined Petroleum Products	2.05	-	-
Natural Gas Liquids	-	8.04	-

2.2 Montreal Pipe Line Company Ltd.
History of the System

The Montreal Pipe Line Company Ltd. and its wholly owned subsidiary, Portland Pipe Line Corporation, own and operate the crude oil pipeline system extending from Portland, Maine, to Montreal.

The Montreal Pipe Line Company Ltd. was incorporated in Canada in 1941 under the Companies Act, while the Portland Pipe Line Corporation was incorporated in the same year in the United States. The Canadian operation is under the jurisdiction of the National Energy Board while the U.S. company falls under the authority of the Federal Energy Regulatory Commission.

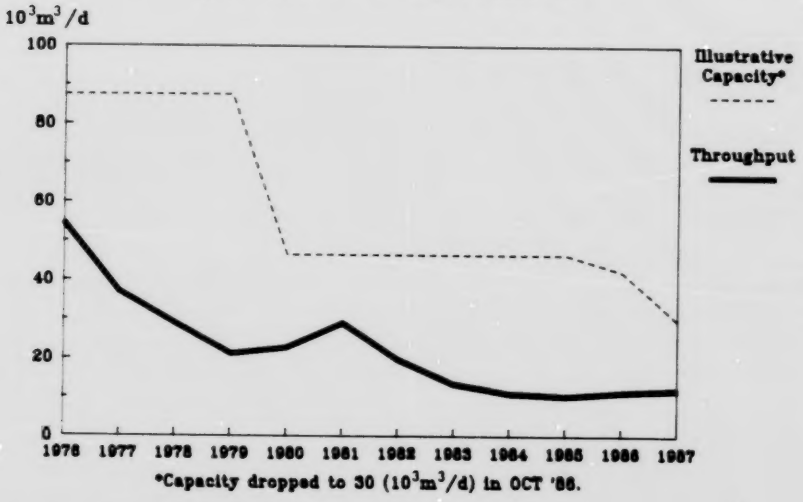
The system consists of (a) a tanker unloading terminal and tank farm at South Portland, Maine; (b) two main pipelines between South Portland and Montreal East, an 18-inch diameter line constructed in 1950 and a 24-inch diameter line laid in 1965; and (c) eight pump stations and delivery lines at Montreal East connecting the pipeline with the refineries served.

The existence of the system means tankers do not have to travel the extra 3000 kilometres to Montreal, larger tankers can be used because of the port facilities at Portland, and shipping is available 12 months of the year.

In mid-1975 the capacity of the system, which then had three lines in operation, was 87,000 cubic metres per day (87 $10^3m^3/d$), or 550,000 barrels (550 mbd). After the IPL Sarnia to Montreal extension was opened in 1976, the capacity of the Portland-Montreal system was reduced to 43 $10^3m^3/d$ (268 mbd) by 1980 by taking one of the three lines out of service. In 1981 the original 12-inch line, which was built in 1941, was abandoned, along with the related above-ground facilities. In November 1986 the National Energy Board gave Shell Canada Limited permission to convert the idle 18-inch line to natural gas use. This will decrease usable capacity to about 30 $10^3m^3/d$ (190/mbd). Capacity and throughput on the Portland-Montreal line between 1976 and 1986 are compared in Graph 2.

Graph 2

PORTLAND – MONTREAL PIPELINE
CAPACITY AND THROUGHPUT



Source: Portland Pipeline, National Energy Board

2.2.1 Ownership

Ownership of the Portland-Montreal pipeline system is as follows:

Imperial Oil Limited	32%
Ultramar Canada Inc.	16
Shell Canada Limited	16
Texaco Canada Inc.	16
Petro-Canada Inc.	10
Petro-Canada Products Inc.	10

2.2.2 Tolls

The Portland-Montreal toll varies seasonally, from $7.40 per cubic metre between January and March, to $4.83 from April to December. There is a surcharge of $0.25 per cubic metre for high-viscosity oil.

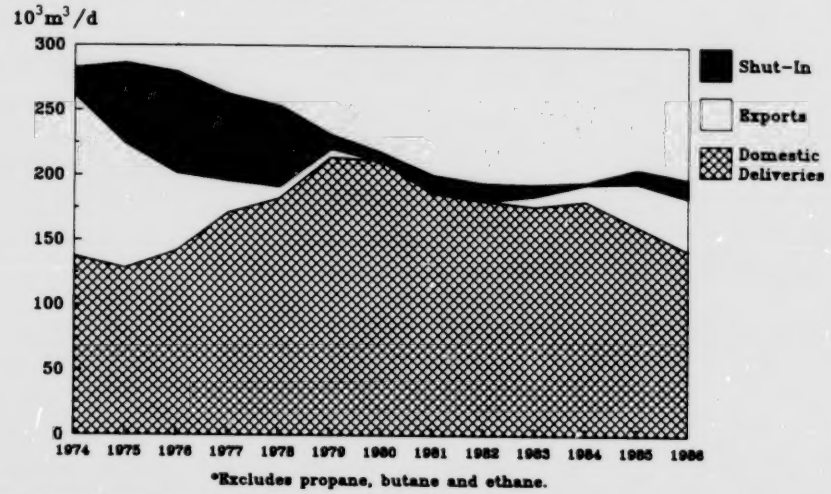
2.3 Changes in the Operating Environment

Since the late 1970s, several factors have resulted in significant operating changes in the domestic crude oil delivery system. They include oil price regulation (and deregulation in 1985); the decrease in domestic oil demand; the closing of refineries; and the increasing proportion of heavier crude oil production in western Canada.

In an effort to enhance Canadian refiners' access to domestic crude oil, the government decided in 1975 to extend the IPL system from Sarnia to Montreal. The National Energy Board's 1974 Oil Supply Report concluded that the availability of domestic crude oil for Montreal would start to fall off during the early 1980s. It therefore appeared that the pipeline might not be needed for the full 20-year period normally required to amortize the capital cost of the line. For this reason, the NEB ordered that the line be constructed so as to make it possible to reverse it (so that oil could flow from east to west). The government of Canada also agreed to make up any revenue shortfalls resulting from early closure of the line under a Deficiency Agreement (Annex VI). The line was financed with debt only, and IPL does not earn an equity return on that portion of the line.

As shown in Graph 3, Canadian light crude oil productive capacity did decline from a peak in 1975 to the early 1980s, reflecting a lack of significant new discoveries and the natural decline of the reservoirs. However, the rate of decline in capacity was more modest than previously forecast. In addition, in 1984 and again in 1985, there was a small increase, reflecting the addition of Norman Wells in the Northwest Territories and the various incentives available for new oil production. By 1986, however, the natural decline of western light crude oil reserves again became apparent.

Graph 3
LIGHT CRUDE OIL PRODUCTIVE CAPACITY*
(excluding diluent)

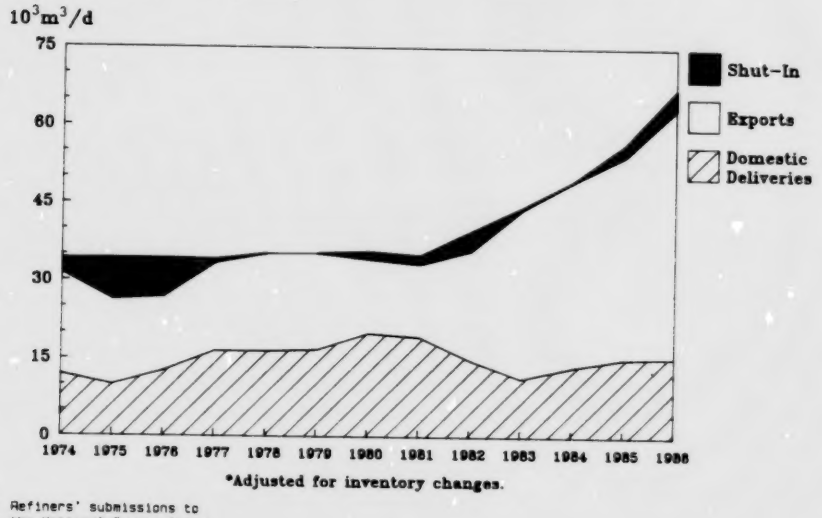


*Excludes propane, butane and ethane.

Source: Refiners' submissions to the National Energy Board.

By contrast, the productive capacity of heavy crude oil maintained a relatively flat profile over the 1970s. Then, in 1982, as the various incentive schemes started to take effect, productive capacity of heavy crude rose sharply, more than doubling between 1981 and 1986. As shown in Graph 4, virtually all the increase moved to the export market. It is important to note that much of the increasing capacity was bitumen, derived from production projects in the oil sands (Graph 5). Bitumen, which is heavier than conventional heavy crude oil, requires substantial volumes of diluent to make it transportable by pipeline. Traditionally, the pentanes plus or condensate portion of the liquids removed from natural gas have been readily available, serving as a relatively inexpensive source of diluent.

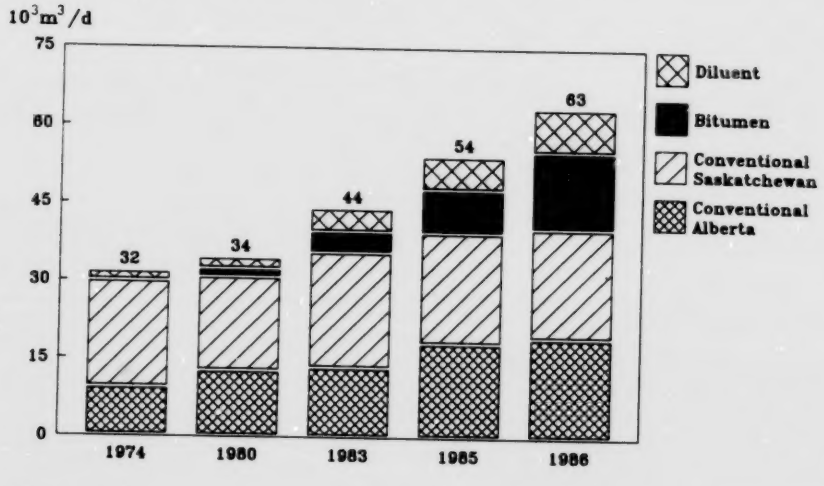
Graph 4
HEAVY CRUDE OIL PRODUCTIVE CAPACITY*



*Adjusted for inventory changes.

Source: Refiners' submissions to the National Energy Board.

Graph 5
COMPOSITION OF HEAVY CRUDE PRODUCTION

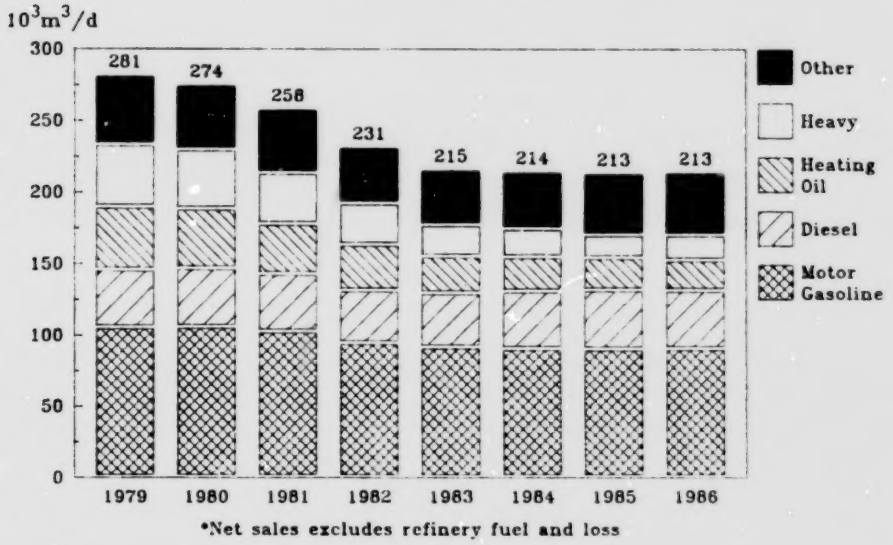


Source: National Energy Board

Canadian oil product consumption fell quite rapidly in the early 1980s (Graph 6), responding to higher prices and the economic slowdown, and reinforced by various programs designed to encourage energy conservation and switching to energy sources other than oil. Much of the decrease in consumption resulted from lower heating and heavy fuel oil consumption, where substitutes were easiest to find and introduce. The transportation fuel component of oil consumption fell much less significantly.

Graph 6

CANADIAN OIL PRODUCT CONSUMPTION*
1979 - 1986



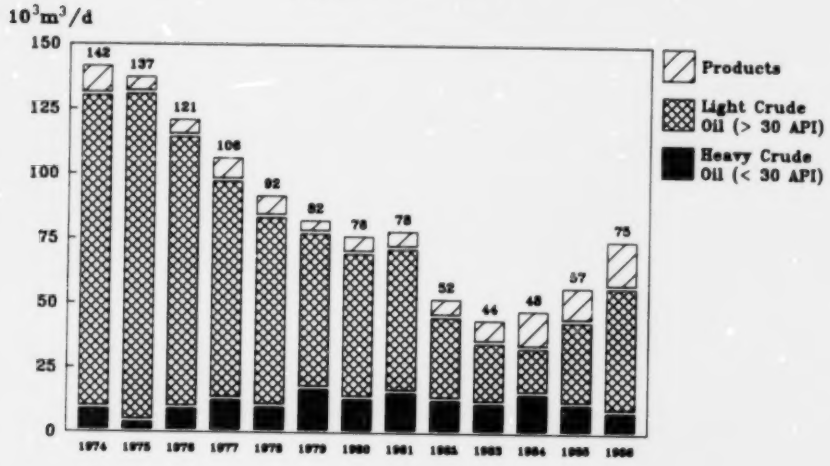
*Net sales excludes refinery fuel and loss

Source: Statistics Canada

Canadian oil imports also fell rapidly through the latter half of the 1970s and early 1980s (Graph 7), as potential crude oil exports were diverted to Canadian markets and, later, as consumption dropped off in eastern Canada. After 1983, imports started to grow again as light crude exports recommenced; more oil began to flow from western Canada to the south, instead of to eastern Canadian markets. Canadian crude oil exports, which had dropped regularly after 1974 as a result of export controls, levelled off in the early 1980s then picked up rapidly by 1986 to levels approaching those of the mid-1970s. In contrast to those earlier years, however, the proportion of light crude oil was significantly smaller, while heavy crude and refined products accounted for well over half the total exported (Graph 8).

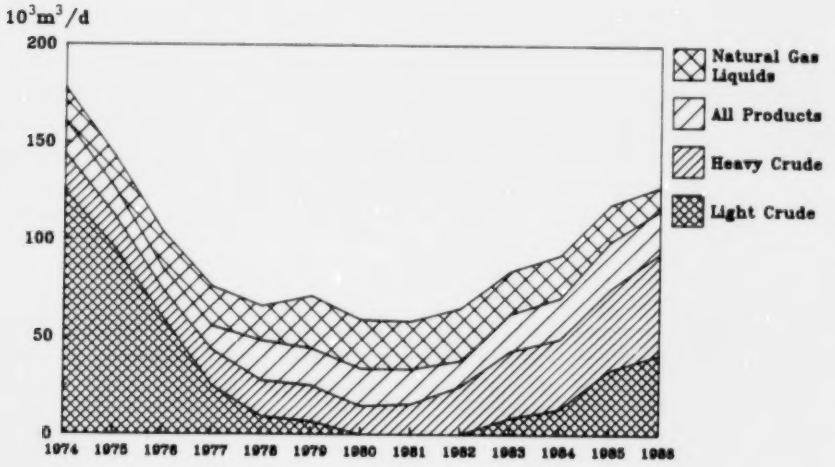
The changing mix of crude oil production has affected the available capacity of the IPL system, because heavier and more viscous crude oils reduce available capacity and make it more difficult to ensure the separation of the various crude oil streams. As a result, IPL has recently invested in a series of modifications to the system, primarily on the prairie portions of the line, to enable it to transport all the heavy and light crude oil volumes expected to be available. The latest phase of this expansion and de-bottlenecking project will be completed in late 1987.

Graph 7
CANADIAN OIL IMPORTS
(gross volume)



Source: Refiners' submissions to Statistics Canada

Graph 8
OIL EXPORTS



Source: Statistics Canada and the National Energy Board

2.4 Crude Oil Supply Forecast

The National Energy Board has prepared separate supply forecasts for pentanes plus, synthetic oil, conventional light, heavy crude oil, bitumen and frontier production. For analytical purposes, however, these various crudes are classified into two groups: light and heavy. The forecast is based on two price scenarios: the high-price case uses US$27 (1986 dollars) per barrel in 2005 as the basis of its supply forecast, while the low-price case uses US$18 (1986 dollars).

In the high-price case, the NEB estimates that total domestic oil production will be about 240 $10^3m^3/d$ in 2005 as opposed to 110 $10^3m^3/d$ in the low-price case. The major difference between the two cases is that the high-price case predicts the expansion of bitumen production through the early 1990s and the introduction of frontier supplies and new upgraders from the mid-1990s on.

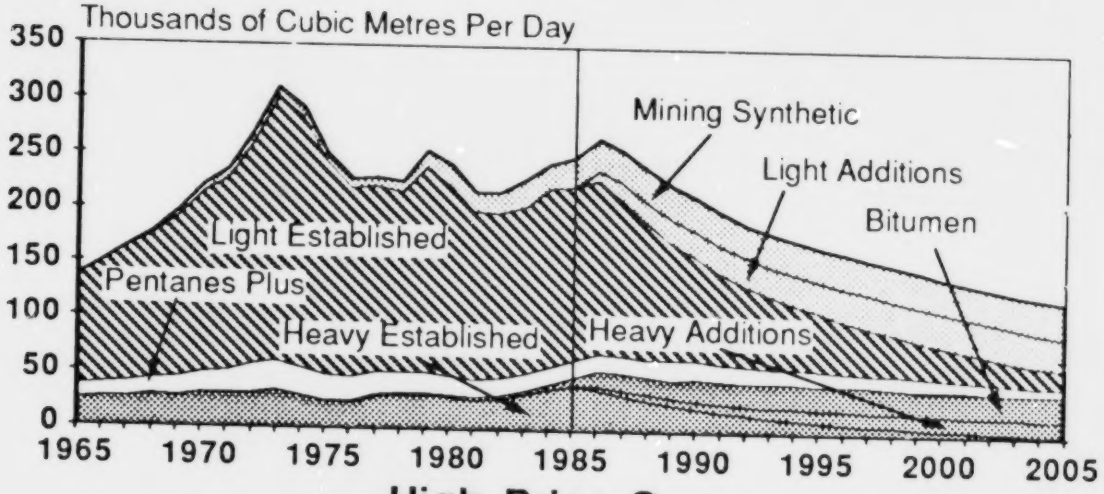
In both cases the supply of light crude oil and equivalent is projected to decline, so that the 2005 level is expected to be about 40% of the 1985 level in the low-price case and 63% in the high-price case. The greater light crude supplies in the high-price case are expected to result from larger conventional reserve additions, frontier supplies (Hibernia), and two upgraders in addition to the Federated CO-OP upgrader at Regina assumed for the low-price case.

With respect to heavy crude oil, in the low-price case, production is forecast to peak in 1986, after which it is expected to decline to 73% of the 1985 level by 2005. In the high-price case, by 2005 the supply of heavy crude oil (net of that used in the three upgraders) is expected to be more than double the 1985 supply as a result of bitumen assumed to be produced at several large in situ oil sands projects (Graph 9).

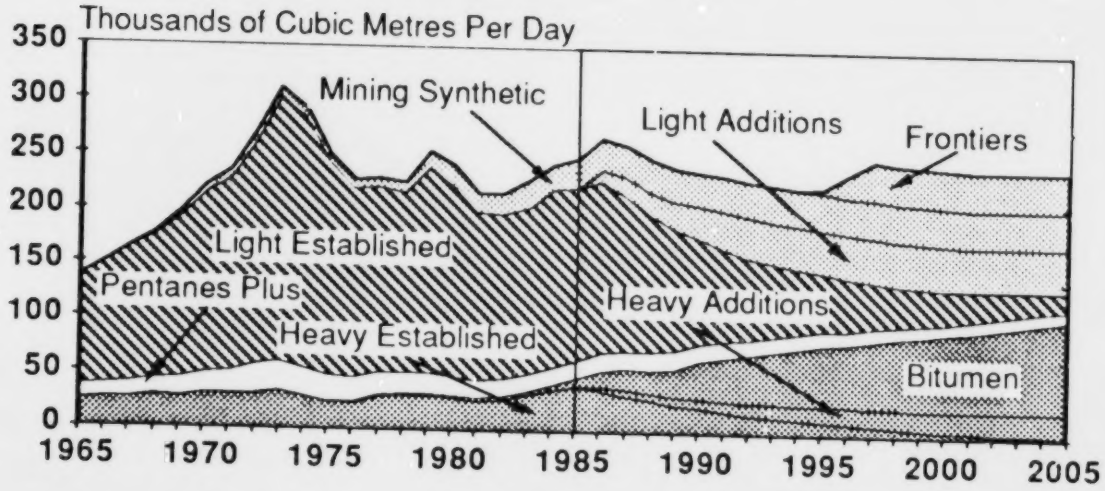
At present, light crude oil supply (including synthetic) is almost equal to domestic requirements, although transportation economics dictates that the Atlantic provinces import all their requirements and Quebec about half of theirs, while a roughly corresponding amount of domestic production is exported from the west.

Graph 9

Supply of Domestic Crude Oil and Equivalent
Low Price Case



High Price Case



Source: National Energy Board,
Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005, Summary
(Ottawa: 1986)

3.0 FACTORS AFFECTING PIPELINE USE

3.1 Feedstock Requirements

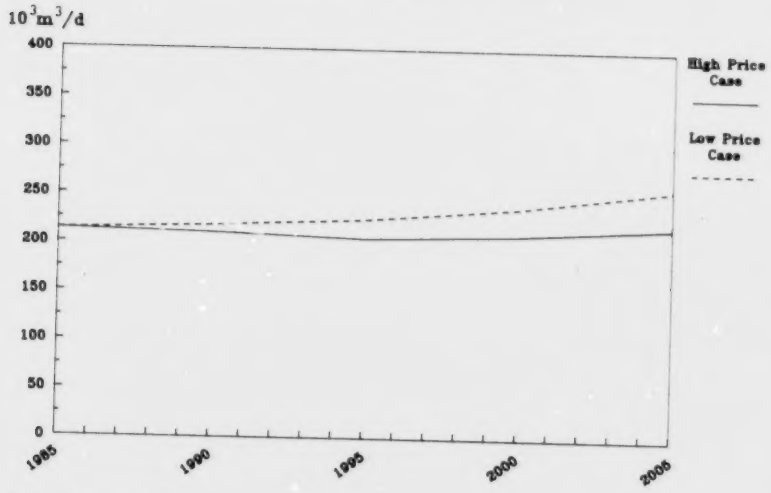
3.1.1 End-Use Demand

In its October 1986 report, Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005, the National Energy Board sets out two world oil price scenarios. In the high oil price case, world oil prices increase to US$27 per barrel by 1993 (expressed in 1986 terms) and then remain unchanged in real terms to the end of the forecast period. In the low oil price case, world oil prices increase to US$18 per barrel by 1992 (again expressed in 1986 terms) and maintain that level thereafter. For the most part, many of the differences between the two cases derive from these assumed oil price levels. For example, the rate of growth of the Canadian economy projected for the low oil price case is somewhat higher than that for the high-price case, reflecting the stimulative effect of lower oil prices. Most other assumptions are common to both cases.

Descriptive material showing the effects of the two price scenarios across regions in terms of end-use demand and product trade (both inter-regionally and internationally) is presented in Annex V. For purposes of this analysis, there are only minor differences between the two scenarios, at least until 1995 (Graph 10).

Graph 10

END-USE DEMAND IN CANADA



Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985 - 2005 (Ottawa: 1986), Table A6-17.

3.1.2 Crude Oil Requirements

Given the end-use demands for petroleum products depicted in Graph 10, crude oil requirements by region can be derived. Product imports reduce the demand for crude oil, while product exports increase crude requirements. Product imports and exports, as well as interprovincial transfers, can arise for a variety of reasons and are a normal part of the petroleum business. At any given time, a refiner's mix of products is unlikely to match the mix of products required by end-users. Some of these differences are covered through swings in inventory over the short-term. Product trade is also used to accommodate imbalances, as well as to take advantage of market opportunities.

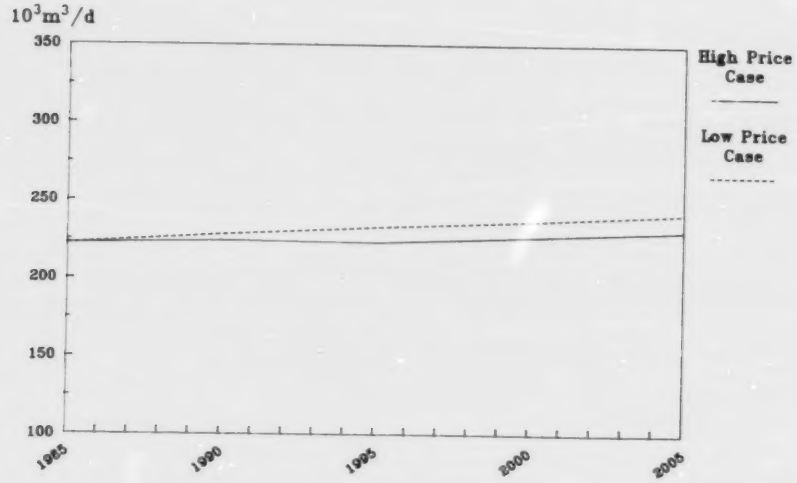
Similar imbalances can arise on a regional basis. The demand for heavy fuel oil (HFO) in the prairies is relatively low because of the strong competition from natural gas. The proportion of heavy fuel oil derived from a barrel of crude oil can be reduced by several means, but frequently the surplus HFO must be exported or refinery throughput must be reduced and light products imported into the region.

In both NEB price scenarios, product imports and exports are assumed to maintain this balancing role, amounting to roughly 10% of the barrel refined/consumed over the period. On balance, however, Canada would generally remain a net product exporter, as it has been over much of the past decade.

Graph 11 depicts crude use requirements derived from the end-use demands depicted in Graph 10. After adjustments for product trade, own use and losses, very little difference remains between the two price scenarios.

Graph 11

CRUDE OIL REQUIREMENTS IN CANADA



Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985 - 2005 (Ottawa: 1986), Table A6-17.

To simplify the discussion, we decided to focus on the high-price scenario. In general, it is the more likely of the two scenarios; however, where the sensitivity of the results warrants, the low- price case will be used.

In summary, the NEB high-price scenario depicts the three regions west of Quebec as net product exporters over the forecast period, while Quebec and the Atlantic are projected to be net product importers. Product exports from the three western regions are forecast to average roughly 18 $10^3m^3/d$ throughout the forecast period. To the extent that product exports west of Quebec are reduced, additional Canadian crude oil would be available to eastern Canada. Furthermore, to the extent that the heavy fuel oil portion of refined product exports could be upgraded in Canada to the lighter products needed domestically, additional crude oil could be made available to displace imports. The level of product exports assumed in the low-price scenario differs only marginally in total and across regions from that employed in the high-price scenario.

3.1.3 Type of Feedstock Requirements

The NEB report assumes that domestic demand for Canadian heavy crude oil is derived essentially from the demand for asphalt, which does not vary substantially between the high- and low-price scenarios, increasing from 15 to 19 $10^3m^3/d$ over the 20-year forecast period, or about 7% to 8% of refinery feedstocks.

In the NEB high-price scenario, summarized in Table 2, heavy crude requirements east of Ontario are constrained by a significant assumption. Because it is assumed that the Sarnia-Montreal pipeline will not be flowing west-to-east in 1995, the scenario depicts no heavy Canadian crude being required in Quebec. As discussed below, this outcome does not necessarily follow from a shortfall of light crude oil for Quebec.

Table 2

High-Price Case
Heavy Crude Oil Requirements*

$10^3m^3/d$

Region	1985	1995	2005
Atlantic	-	-	-
Quebec	2	-	-
Ontario	8	10	11
Prairies and NWT	5	6	8
B.C. and Yukon	-	-	-
Canada	15	16	19
Share of Total (%)	7	7	8

* In addition to these volumes, some foreign heavy crude oil would continue to be imported into Quebec and the Atlantic provinces.

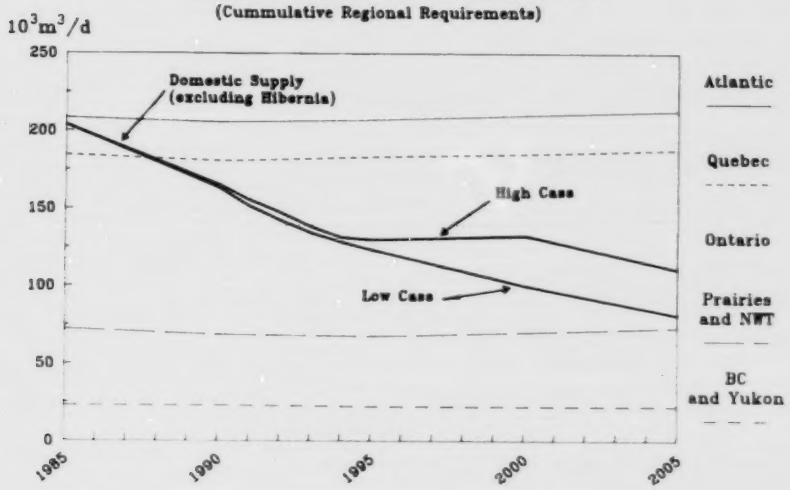
Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005, Table A6-17.

Graph 12 presents regional light and medium crude oil feedstock requirements under the NEB high-price scenario, including imports but excluding Canadian heavy crude oil used for asphalt. These estimates are derived from specific assumptions regarding refinery configurations, product imports and exports, inter-regional transfers, and the use of heavy crude oil and natural gas liquid as feedstocks. Light crude and equivalent availability (domestic supply from western Canada) under the low-price case is also presented, indicating that estimated requirements west of Quebec would equal the amount available in the early 1990s. Some of these assumptions are analyzed below.

Graph 12

LIGHT AND MEDIUM CRUDE OIL REQUIREMENTS vs. AVAILABILITY

(Cummulative Regional Requirements)



Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985 - 2005 (Ottawa: 1986), Table A6-17.

The NEB scenarios effectively assume that no new major refinery investments will be made over the forecast period, other than those required to maintain existing plant and equipment and to meet new restrictions on the lead content of gasoline. In Graph 13, 1986 regional refinery capacities are compared to consumption. Spare capacity exists in all regions but Quebec; based on the NEB scenario, this situation could remain in effect for the next 20 years. However, if some refining capacity were removed from the system, through either closures or modifications, crude requirements could be reduced from the levels depicted.

At least three types of new investment could take place over the forecast period: maintenance, capacity expansion, and improvements to reduce input costs or to produce higher-value outputs. Investments in repairs and maintenance must be made in order to maintain operating performance as equipment wears out. Modernization can be introduced at the same time, to incorporate more recent technologies, improve efficiencies, and meet more demanding product specifications. In the process, refiners try continually to bring their product yield into line

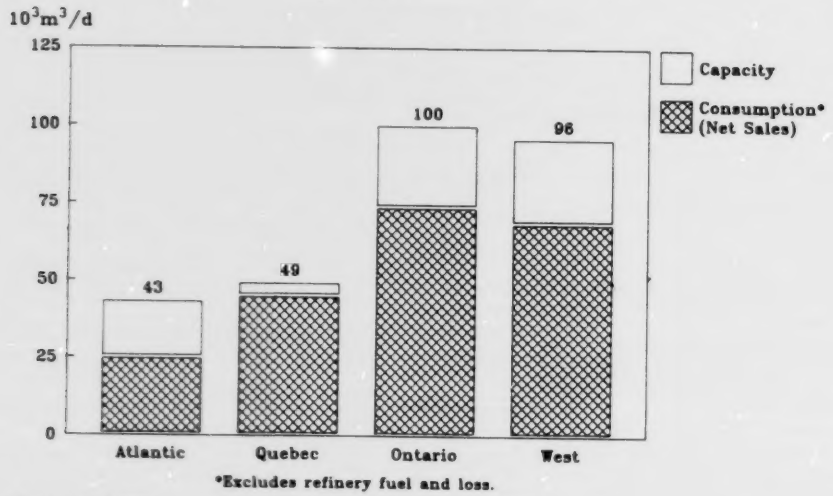
with their product market mix. In particular, to the extent that heavy fuel oil prices are depressed by competition from other fuels, offshore prices, or reduced demand, investment to upgrade HFO into lighter products may be warranted. Similarly, conversion of petro-chemical feedstock use from oil-based to natural gas-based products could be envisaged. In both cases, crude oil feedstock requirements would be reduced from the levels forecast.

Product export levels are assumed to remain at quite high levels throughout the forecast period (more than 12 $10^3m^3/d$ from Ontario alone). Refiners might modify their installations to achieve a better match between product yields and the product mix required in the Canadian market place.

In the three refining regions west of Quebec, product exports are projected to average roughly 19 $10^3m^3/d$ throughout the forecast period. At the same time, product imports of about 2 $10^3m^3/d$ are envisaged by 2005. Given that excess refining capacity would exist in the three regions throughout the forecast period (Graph 13), one might expect some rationalization of refining capacity and an overall improvement in efficiency, which would in turn reduce feedstock requirements. Arguably, unless this improvement is forthcoming, the Canadian refining industry will have an increasingly difficult time competing internationally, with the result that either product exports would decline or product imports would increase. In either case, feedstock requirements would be reduced. For illustrative purposes, Ontario's feedstock use was reduced by 12 $10^3m^3/d$ in Graph 14 to portray the potential effect of a combination of the factors just described.

Graph 13

REFINERY CAPACITY vs. INTERNAL CONSUMPTION
1986

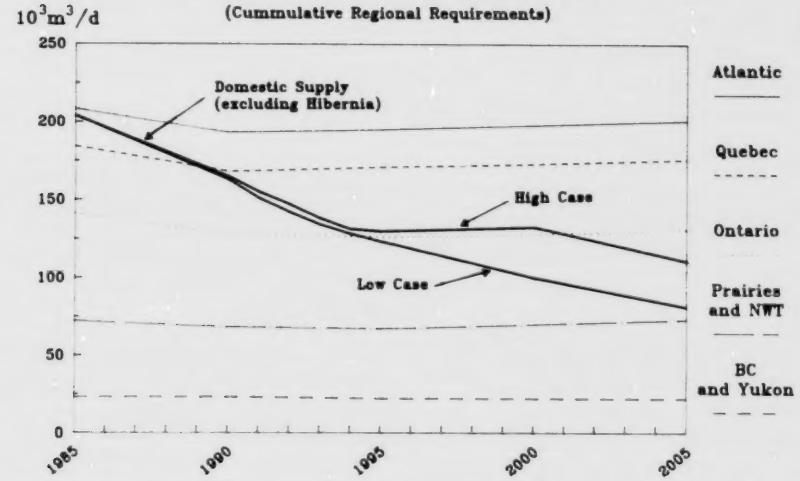


*Excludes refinery fuel and loss.

Source: Statistics Canada,
Energy Mines and Resources.

Graph 14

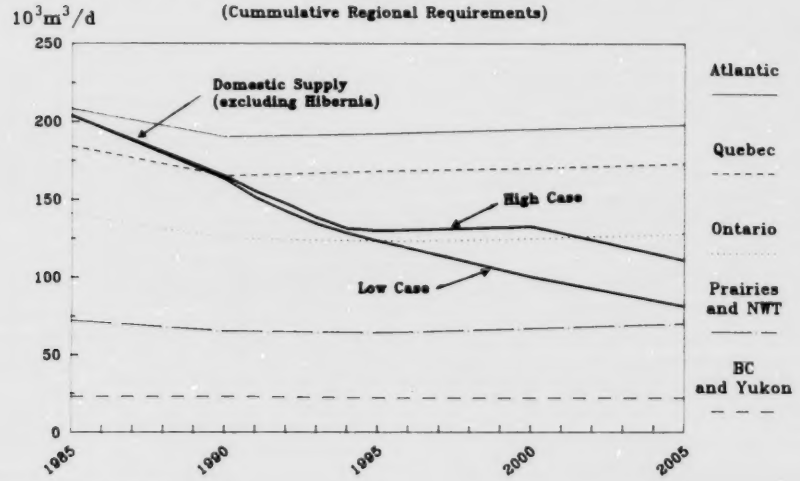
LIGHT AND MEDIUM CRUDE OIL REQUIREMENTS vs. AVAILABILITY



Note: Derived from graph 12 adjusted for product exports.

Graph 15

LIGHT AND MEDIUM CRUDE OIL REQUIREMENTS vs. AVAILABILITY



Note: Derived from graph 12 adjusted for add-on refinery upgrading.

The NEB assumes that no add-on refinery upgrading would take place under either of its price scenarios. The second upgrader (after CO-OP) is envisaged as coming on stream in the high-price scenario in 1995. Because upgrading, whether at the refinery or in the upstream area, is driven more by the light/heavy crude price differential than by the absolute crude price level, the NEB evidently sees a greater widening of differentials in the high-price scenario than in the low-price scenario. Expanded crude oil quality price differentials would be consistent with reduced well-head netbacks, caused by marketing discounts necessary to enhance export markets for additional bitumen production.

Edmonton is perhaps the best candidate for add-on refinery upgrading, because it is at the head of the trunk pipelines, and the diluent can be recovered and recycled back to the field. For illustrative purposes, Graph 15 depicts an assumed upgrading capacity of 3000 cubic metres of raw bitumen per day added to Edmonton facilities* by the early 1990s, over and above the changes assumed for Graph 14. This assumed change would also add a further 1000 cubic metres a day to light crude oil supply by way of reduced diluent requirements. Such refinery investments will occur only if the perceived return (light/heavy differential) is commensurate with the cost of capital and operations.

In both the high- and the low-price scenario, there would be insufficient pentanes plus available to dilute heavy crude to a viscosity suitable for shipment through a pipeline, and the NEB assumed that light crudes would be used. While other diluents, such as partially refined products, may be used, this factor in itself would tend to widen the price differential as perceived by producers. Refiners closer to the field, such as those in Edmonton, might perceive an opportunity to add some additional equipment to permit a higher portion of heavy crude oil feedstock use. As heavy crude and bitumen production grows, seeking ever widening markets, the netback at the well-head tends to drop, reflecting higher transportation costs and thereby widening the price differential between light and heavy crude. Incremental refining capacity at an existing refinery may very well be more economic than grass-roots upgrading facilities, reflecting lower site costs and lower incremental investments. In either case, more light crude oil feedstock would become available for markets further downstream, whether through reduced diluent requirements or as less light crude refinery feedstock is used.

---

* Current refining capacity in the prairie region (principally Edmonton) is about 69 $10^3 m^3/d$.

3.2 Feedstock Options By Region

3.2.1 Quebec City and the Atlantic Region

Tidewater refineries in Quebec City and the Atlantic region receive all their crude oil supplies by water, potentially from most supply regions of the world, with the only constraint being the size and type of vessel. Since deregulation, these refineries have used only limited volumes of Canadian crude oil. The small volumes received were transported to Montreal, via the IPL pipeline system, then transshipped to the tidewater refineries. In the past this type of movement could not sustain competition with offshore crude (unless there were special circumstances) because of the high shipping costs. (During emergency periods, Canadian oil has also been shipped from Vancouver to eastern Canadian refineries via the Panama Canal.)

In the future, these refineries are expected to rely for the most part on foreign crude, until such time as Canadian offshore crude becomes available. In the NEB high-price scenario, these deliveries would start in 1995, rising to a maximum of 17.5 $10^3 m^3/d$ into the Atlantic region by 2000. However, even in this scenario, tidewater refineries in the Atlantic region would still depend on foreign crude for about one-third of their requirements in the 1995-2005 period. Imported crude could also be expected to continue to flow to these refineries to meet particular specifications and to permit optimizing of refinery yields via feedstock selection.

There is also the possibility, if supply/price pressures arise in traditional markets, that limited volumes of Canadian heavy crude could be used in tidewater refineries. In the event that some heavy crude moves to export markets via Montreal (see discussion in section 6.1), these refiners might also find it priced attractively enough to displace foreign heavy crude for the manufacture of asphalt and, to the extent that upgrading capacity might exist, as a basic feedstock.

3.2.2 Montreal

At the moment, this refining centre has the widest range of feedstock options in Canada. Offshore crude can be delivered directly by tanker or, as is the usual case, via the Portland-Montreal pipeline. Alternatively, Canadian and U.S. crudes can be delivered to Montreal via the IPL system. In recent years both pipeline connections have been used, but at rates much below capacity.

An alternative approach, likely to be in place by late 1987, could move southern U.S. crudes and/or offshore crude via the U.S. mid-continent pipeline system into IPL for delivery to Montreal. We are not likely to see large volumes imported by this route, however, as transportation economics appear to favour imports via Portland. In the winter, and with Portland moving relatively low volumes (12 $10^3 m^3/d$), North Sea crude can currently be delivered to Montreal via Portland and to Sarnia (by fall 1987) via the U.S. mid-continent system for roughly equal pipeline costs (about C$1.15 per barrel). In the summer, and with Portland throughput doubled, the cost of transport into Montreal would drop to about $0.50 a barrel. However, imports by way of the mid-continent system could occur in certain market circumstances, or perhaps in the event of constraints on Portland imports.

While the relative costs of offshore crude oil deliveries to Montreal via Portland and Sarnia may well change in the future, it is difficult to envisage the Sarnia route developing such an advantage that Montreal refiners decide to shut Portland down. For the future, offshore Canadian crude oil could be delivered to Montreal directly by tanker or by pipeline from Portland. The NEB does not show any such movements, on the assumption that there would not be supplies available over and above the needs of the tidewater refining community.

3.2.3 Ontario

In recent decades Ontario refineries have drawn the bulk of their feedstock requirements from western Canada through the IPL system. Small amounts of U.S. crude have also been delivered through the IPL system. Occasionally, small amounts of foreign offshore crude in have been delivered via the U.S. mid-continent pipeline system and then through IPL to refineries in Ontario.

For the future, the capacity of the U.S. pipeline system could be expanded to increase deliveries of both southern U.S. and offshore crudes into Ontario. To the extent that deliveries of Canadian crude oil to the U.S. mid-west are reduced while American markets in that area continue to grow, there might be potential for overcrowding of the U.S. mid-continent pipeline system, impairing its capacity to meet both U.S. and Ontario requirements. This could result in further capacity being added to the U.S. mid-continent system. Another alternative, which might also be economic, is a reversed Sarnia-Montreal line.

3.2.4 Prairies and NWT

Prairie product supply has tended in recent years to gravitate towards Edmonton, where the major gathering pipelines converge to gain access to the IPL and Trans-Mountain systems. Refined products, as well as crude oil, are shipped in both lines to markets downstream. Smaller prairie refineries have generally been closed down, leaving the larger Edmonton-based refineries to serve wider markets and profit from economies of scale.

Prairie feedstock options are unlikely to shift away from western Canadian crude oil for the foreseeable future, but the feedstock slate of these refineries is important in determining what is available for refineries further downstream. Additional investments in these refineries would be required to permit them to handle larger volumes of heavy crude oil. This would free light crude oil for other markets and permit the recycling of diluent back to the heavy oil fields.

3.2.5 B.C. and Yukon

This region is served largely by light Canadian crude oil and products shipped from Alberta. Refiners in the Vancouver area must compete with other refineries along the west coast and, in particular, with those in the Puget Sound area, which also have pipeline access to Canadian crude oil. In the two NEB price scenarios, it is assumed that the Vancouver refineries could remain on Canadian light crude oil throughout the forecast period. Other possible options could free light crude oil for eastern Canada.

At the moment, the U.S. export ban on Alaskan North Slope (ANS) crude oil has created a peculiar west coast market situation. The crude is priced to compete in the U.S. Gulf coast market, then transportation costs via Panama are deducted to arrive at prices for direct deliveries along the west coast. The Vancouver-area refineries are unable to import ANS crude directly, because of the U.S. export ban, but must compete nevertheless with products refined from Alaskan crude in U.S. installations.

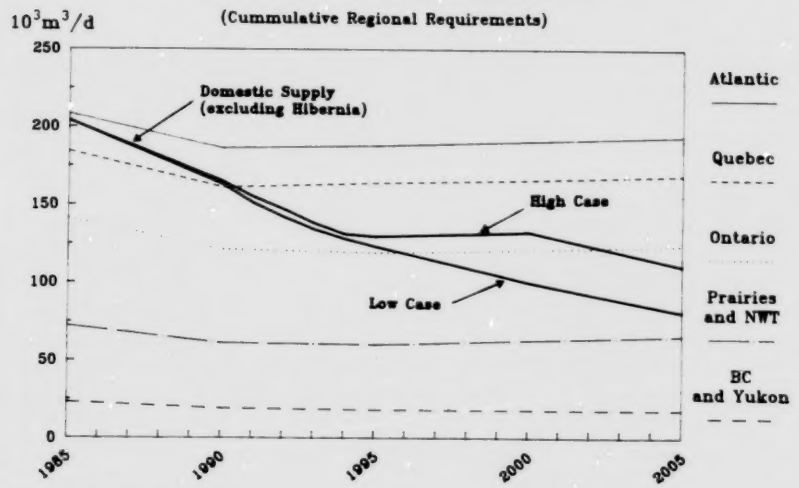
To the extent that Vancouver refineries could obtain Alaskan crude and make use of it, some light Canadian crude would become available for eastern Canada. It is not clear that B.C. refineries, which are designed mostly to use light, low-sulphur crudes, would use substantial volumes of ANS crude. However, competitive factors could prompt low-volume use, i.e., 4 $10^3 m^3/d$, or 18% of the Vancouver-area capacity. Alternatively, the difficulty of competing with U.S. refineries, with their lower feedstock costs, could potentially preclude product exports and lead to higher product imports, thereby also freeing Canadian light crude for eastern markets.

Both scenarios could involve increased west coast tanker and barge traffic, which might raise environmental concerns. To illustrate the impact of such a change, Graph 16 depicts an arbitrary reduction of 4 $10^3 m^3/d$ in B.C. demand for light crude oil, in combination with the other assumed changes discussed above.

In summary, within regions and between regions, it is apparent that there is considerable flexibility in the oil supply system. Refiners have a variety of possible feedstock options, and these combinations multiply when refined product transfers and exchanges are considered as alternatives. The oil supply system is quite resilient, and it is open to many commercial solutions, limited only by the demands of scheduling and the market environment at any given time.

Graph 16

LIGHT AND MEDIUM CRUDE OIL REQUIREMENTS vs. AVAILABILITY



Note: Derived from graph 13 adjusted for use of Alaskan crude.

4.0 COMMERCIAL FACTORS AFFECTING FEEDSTOCK SELECTION

4.1 Relative Prices

Refineries have some flexibility in terms of the crude oil types they can process to yield an appropriate mix of products. As a result, the relative price of roughly equivalent crude oils delivered to the refinery gate becomes an important element of crude selection. Even where crudes differ considerably in terms of quality factors -- such as sulphur content, density and metal content -- refiners can accept a broad range of potential feedstocks, depending on their refinery configurations.

Crude streams that are traded widely on the spot and futures markets tend, over time, to become benchmarks against which other crude streams are priced. West Texas Intermediate (WTI) and North Sea Brent are commonly used as points of reference in assessing the value of other crude streams. Since deregulation, prices posted for Canadian light crude oil streams have tended to follow forward prices for WTI, with appropriate adjustments for quality factors and delivery times.

Chicago has tended to be the principal reference point for crude price comparisons. Offshore, U.S. and Canadian crudes all compete in the Chicago mid-west market. About 50% of Canadian light crude exports move into the Chicago area. Chicago is also a potentially important market for Canadian refined product exports and a source of product imports. Other things being equal, Chicago area refiners would be unwilling to pay more for one crude stream over another. Refiners in Ontario and the prairies, when purchasing Canadian crude oil, are effectively competing with Chicago refineries for that crude oil and price their offers (i.e., set their postings) accordingly.

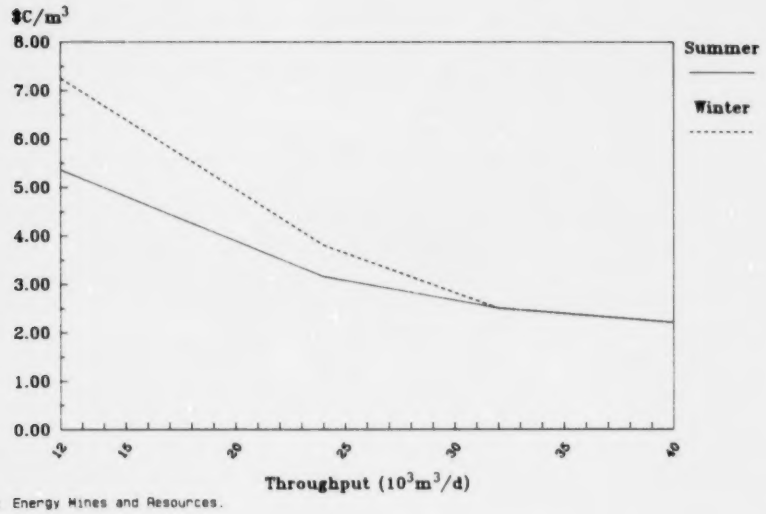
Other things being equal, Ontario and Montreal refiners would tend to be indifferent to whether they purchased WTI or Canadian light crude. Offshore (Brent) crude oil prices are influenced by other market factors (e.g., a cold winter in Europe, tanker costs, etc.) that could, on a delivered basis, make Brent relatively over- or under-priced compared with WTI or Canadian crude. On average, Brent at Sullem Voe has tended recently to be priced between $0.50 and $1.00 less than WTI at Cushing, reflecting transport costs to the U.S. Gulf and quality differences. Montreal refineries, with pipeline access to both domestic and offshore crude oil, monitor these pricing relationships closely. Ontario refiners, which by the end of 1987 will be able to obtain offshore crude through the U.S. mid-continent pipeline system, are also sensitive to this pricing relationship.

4.2 Delivery Costs

Because refineries compare estimated delivered costs when making their crude slate selections, pipeline tariffs and tanker freight costs can also play a critical role in their decisions. Pipeline tariffs tend to vary with throughput (with a certain lag), while tanker rates vary with the supply and demand for shipping services. As throughput on the Sarnia-Montreal or Portland-Montreal pipeline rises, their tariffs tend to fall (as shown in Graph 17), thereby justifying the prior decision to use that pipeline. Given a fixed market, the pipeline system would tend

Graph 17

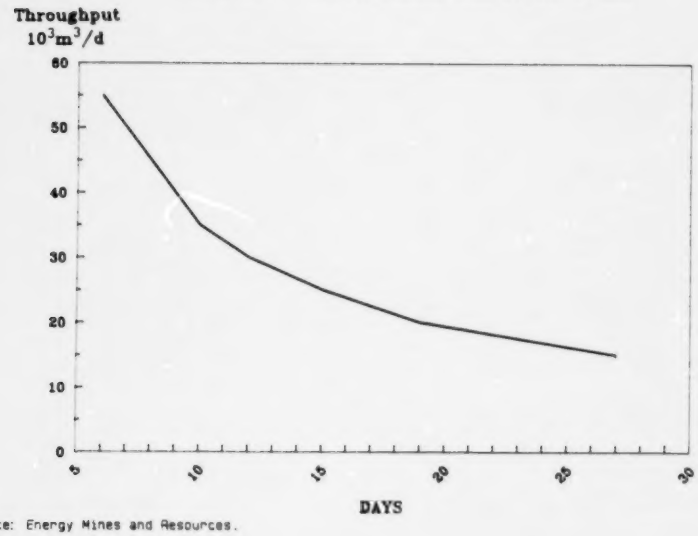
PORTLAND–MONTREAL TARIFF/THROUGHPUT RELATIONSHIP



Source: Energy Mines and Resources.

Graph 18

SARNIA – MONTREAL TRANSIT TIME



Source: Energy Mines and Resources.

to favour moving to all imported or all domestic crudes. In the absence of other motivations, such as maintaining feedstock options and security of supply, short-term cost minimization could lead shippers to maximize the use of one pipeline or the other.

4.3 Delivery Time

Given international oil market instability, delivery time may also play a role in determining crude selection. Delivery from Edmonton to Montreal may take 6 to 8 weeks, while North Sea cargoes can be landed within 4 to 7 weeks. If crude prices fall, a refiner running North Sea crude would enjoy lower crude costs sooner than a potential competitor using domestic crude. The reverse is true, of course, if prices rise. Thus, longer delivery times add an additional element of risk.

Delivery time also varies with throughput on a pipeline. As illustrated in Graph 18, based on the experience with the Sarnia-Montreal portion of IPL system, as throughput declines from design capacities, delivery times are extended. At very low throughput levels, the operation becomes intermittent, greatly extending the delivery time from Edmonton to Montreal.

As a general principle, heavier crudes tend to extend delivery times unless offset by an increase in throughput at low operating levels. In other words, if the heavy crude displaces a lighter crude when the pipeline is operating near capacity, delivery times would be extended. However, when the line is operating at very low throughput levels, additional crude, light or heavy, would tend to reduce delivery times.

4.4 Carrying Costs

In addition to the delivery time risk, a refiner with very long supply lines incurs higher carrying or working capital costs. Crude oil purchased must be paid for within a certain time, so that the longer the delivery time, the greater the carrying costs. For example, assuming a delivery time of two weeks from Sarnia to Montreal, a Montreal refiner would face an additional carrying cost of about $0.70 per cubic metre ($0.11 per barrel) as compared to a Sarnia refiner. Furthermore, the Montreal shipper must share the burden of the linefill carrying cost of about $17,000 per day (for 365,000 m^3). This is a relatively fixed cost, so the share per unit of throughput rises as throughput falls. For example, at a throughput of 16 $10^3m^3/d$, the average linefill cost would be $1.07 per cubic metre. At 8 $10^3m^3/d$, however, the average cost would double.

It has been suggested that a long pipeline such as IPL could purchase linefill and add the carrying costs to its rate base. The refiner's carrying cost would then become part of the pipeline tariff, and the delivery time risk would be eliminated. Essentially, putting a barrel in the pipeline at Edmonton would entitle the refiner to receive a barrel simultaneously at Montreal. The risk of inventory losses and gains associated with pipeline fill would be shifted from refiners to the pipeline company; however, the latter would tend to remain indifferent until such time as the pipeline was shut down and the linefill removed.

4.5 Sourcing Flexibility

As indicated earlier, several of the commercial factors influencing crude selection can be either beneficial or detrimental to costs, depending on the direction of the change. Other factors, such as weather conditions, market demand and supply interruptions, lead refiners to attach a value to sourcing flexibility. In effect, keeping supply options open provides an element of insurance. The higher costs incurred to maintain supply options open are the equivalent of insurance premiums.

In the Montreal example, short-term costs might be minimized by swinging entirely to offshore crude supplies. However, this would effectively eliminate some crude oil choices, particularly Canadian crudes, that could very well be priced more attractively than offshore crudes at a later date.

4.6 Long-Term Sourcing Strategy

Over the long term, refiners prefer to maintain access to expected future crude oil supply sources, as those will be in greatest supply and presumably priced competitively in order to gain incremental market access. To the extent that one source of supply is perceived to be more secure than another, refiners would attach a premium value to continued access to that source. Because it is so difficult to foresee supply interruptions, sourcing flexibility tends to become an element of long-term sourcing strategy.

At the moment, Canadian crude oil supplies would appear more secure than offshore oil supplies. Over the longer term, however, it may not be available in sufficient volumes to meet the requirements of eastern refiners. This would force them to use increasing volumes of foreign oil. At the same time, U.S. refiners may also be seeking new offshore supplies to meet their requirements. By developing and maintaining foreign oil supply relationships today, Canadian refiners may improve their future supply prospects. In particular, more secure western hemisphere supply relationships could play an important role in long-term sourcing strategies.

4.7 Summary

Individually, some of the factors affecting feedstock selection may be insufficient to cause a refiner to modify its planned crude oil slate. In combination, however, or over an extended period of time, these factors may be very important in determining which crudes a refiner would prefer. For example, the price of Canadian crude oil relative to an equivalent offshore crude may tend to swing above and below the offshore price for short periods of time. If the swings tend to balance each other, the refiner can probably live with the variability. However, if factors such as delivery time and carrying costs begin to shift the balance towards one crude or another, the price variability may be sufficient to cause the refinery to switch to another crude oil.

5.0 COMMERCIAL IMPLICATIONS OF REDUCED THROUGHPUT ON THE SARNIA-MONTREAL PIPELINE

5.1 Delivery Times

The longer it takes crude oil to reach the refinery, the greater the risk that crude prices will fall in the meantime, thereby creating an inventory loss. While a corresponding price increase could also create a windfall, industry tends to place greater emphasis on avoiding losses than pocketing windfalls.

When pipeline throughput declines, delivery times grow, thereby increasing the risk that prices may change in the meantime. At relatively low throughputs (say, 8 to 10 $10^3 m^3/d$), it might take as long for oil to get from Sarnia to Montreal as it does from Edmonton to Sarnia (4 weeks). As delivery times are extended, carrying or working capital costs increase proportionally. An increase of 2 weeks could add about $0.76 per cubic metre to the laid down cost of crude oil at the refinery. While the amount is not large, over time it may be sufficient to cause a refiner to switch to another source.

5.2 Tolls

Although pipeline tariffs and tolls are generally fixed in advance, based upon estimated throughputs, a reduced throughput level will lead eventually to higher tolls, thereby making the line potentially even less attractive to users.

Graph 17 illustrates the relationship between tolls and throughput levels on the Portland-Montreal pipeline system. While operating costs fall with lower throughput, capital costs remain fixed, so that the toll necessary to recover costs falls relatively quickly as throughput increases at low operating levels. On the other hand, when a pipeline is operating at, say, half capacity, a relatively small reduction in throughput can generate a proportionately greater change in the toll, which tends to discourage shippers further.

5.3 Batch Quality

At lower throughputs, additional problems are created for batch shipments by the greater likelihood that batches will comingle and feedstock quality will be reduced. This factor is particularly critical if a crude batch has been segregated to maintain its unique characteristics, e.g., asphaltic or lubricant qualities for specific purposes. The comingling of batches becomes a potentially greater problem as the number and type of batches increases.

Low throughput can lead to other potential technical problems, such as water settling into low spots, silting, internal corrosion, and freezing in above-ground facilities. It also results in additional stress on both pipelines and pipeline equipment, particularly if the flow is intermittent. All these factors tend to increase operating costs and difficulties for both the pipeline and the refineries using it.

5.4 Implications of Various Movement Scenarios

5.4.1 Current Mix

In 1986, throughput on the Sarnia-Montreal portion of the line averaged 20 $10^3m^3/d$, from a high of 26 $10^3m^3/d$ in March to a low of 8 $10^3m^3/d$ in July. Most of the product moved through the line was light crude and synthetic oil (76%). Heavy crude oil (14%) and partially processed oil (10%) from the Clarkson refinery in Ontario accounted for the remainder. Occasional shipments of heavy crude oil and condensates also moved to Montreal for transshipment to refineries east of Montreal or for export.

Given the surplus capacity in the line, the current mix of crudes shipped through the line does not pose any problems. In 1985 and 1986, IPL had insufficient capacity to move all the oil that shippers proposed to transport. These constraints, which were related to increasing heavy crude oil volumes, occurred upstream of Ontario but affected deliveries into Ontario and Quebec. It is expected that the completion of Phase III of IPL's current construction program, combined with declining light crude oil productive capacity, will largely eliminate such pipeline constraints within the next year.

5.4.2 Mixed-Stream Movements

While Montreal refiners use small volumes of domestic heavy crude oil in their own right, there have also been sporadic shipments to points further east and for export. The increased availability of bitumen-based heavy crudes, combined with potential constraints on expansion of U.S. mid-west markets, could lead to greater volumes of heavy crude moving to export markets via Montreal. A continued decline in light crude oil productive capacity could potentially result in heavy crudes making up the bulk of Sarnia-Montreal pipeline movements. The higher sulphur content of the heavy crude may require larger buffers between the batches to reduce contamination from comingling, thereby increasing the effective cost of possible movements of other materials such as synthetic crudes or gas liquids. Under certain circumstances, it is possible that even with limited Canadian conventional light crude availability, quantities of light sour crude oils and/or synthetic crude could be surplus to Ontario's requirements and, therefore, available to Montreal refineries. Ontario refinery desulphurization capacity limits the quantity of sour crudes that can be refined. Furthermore, synthetic crude oil can be used only in certain proportions in most eastern refineries because of its deleterious effect on diesel fuel quality.

If light sour crude oil were used as a buffer between heavy crude and natural gas liquids, comingling would be reduced marginally, but the sulphur contamination problem would persist. Essentially, this approach would represent little improvement over the problems associated with mixed shipments of heavy crude and NGLs. If synthetic crude were used as the buffer, however, the comingling problem would be reduced considerably. In both cases, the additional throughput would tend to reduce average tariffs, improve delivery time and reduce carrying costs.

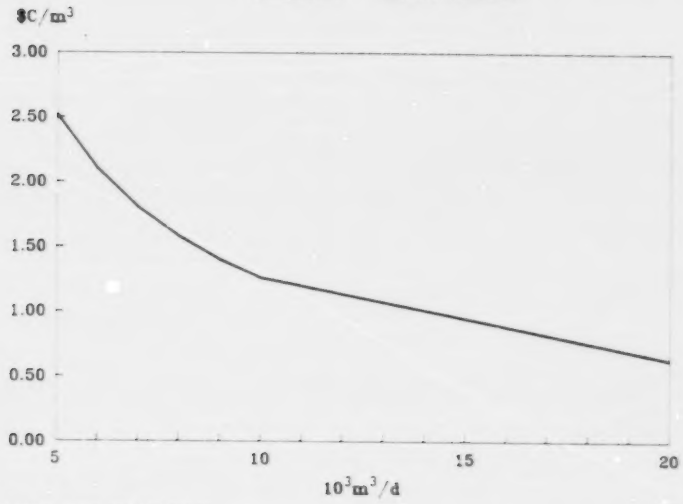
6.0 SENSITIVITY TO DECISIONS ON SPECIFIC MOVEMENTS

6.1 Heavy Crude Exports

By themselves, sporadic movements of heavy crude oil through to Montreal for export are unlikely to justify keeping the Sarnia-Montreal line open. The linefill requirements on relatively low throughputs would likely reduce well-head netbacks to unacceptably low levels. As portrayed in Graph 19, and assuming a crude oil cost of $\$126/m^3$ ($20/bbl), at daily throughputs of 20 $10^3m^3/d$ the linefill cost would average $\$0.63/m^3$ ($0.10/bbl). But at 5 $10^3m^3/d$, the average cost would rise to $\$2.52/m^3$ ($0.40/bbl).

This cost differential would be widened further by the longer delivery times associated with reduced throughputs. For example, an extra two weeks' delivery time from Sarnia to Montreal would add about $\$0.70/m^3$ ($0.11/bbl). On their own, however, in sufficient volumes or in conjunction with shipments of other products through the line, heavy crude exports could be helpful in maintaining west-to-east operation of the line.

Graph 19
PIPELINE INVENTORY COSTS vs. THROUGHPUT
SARNIA – MONTREAL



Source: Energy, Mines and Resources

6.2 Gas Liquids Movements

On its own, the possible movement of natural gas liquids to Montreal for fractionation would suffer the same drawbacks as heavy crude oil exports. In addition, the capital costs associated with upgrading the line to enable it to handle NGLs would tend to reduce the cut-off point at which volumes would be insufficient to keep the line open, to the extent that the NEB allows costs to be rolled into the crude oil tariff.

An additional problem could be raised by shipping NGLs and heavy crudes in the same line. The liquified petroleum gases in NGL batches tend to mix with the asphaltic components of the heavy crude stream, causing precipitation of ashpaltine and possibly much larger losses from mixing and contamination. In effect, the cost of shipping NGLs would be increased. However, the problem could be minimized, with some cost, if condensate, light crude oil or synthetic crude buffers were available.

6.3 Product Deliveries

Decisions as to where to source refined product requirements in the Sarnia-Montreal corridor can also have an impact on the movement of crude through the line. In addition to rail, truck and ship movements from refineries to terminals, the TransNorthern products pipeline between Toronto and Montreal, with a spur to Ottawa, can deliver product from both refining centres to terminals along the pipeline route. (It might also be possible to use TransNorthern to move limited volumes of gas liquids to Montreal as petro-chemical feedstocks.)

Furthermore, offshore product imports and, to a lesser extent, overland imports from the United States can also affect crude requirements by a factor of more than one-to-one. For example, if gasoline were the product required and it accounted for one-third of the refined output of crude oil, three units of crude oil would need to be refined, or one unit of gasoline imported, to meet the same end-use requirement. Shifts in product sourcing help to even out regional imbalances or may reflect pricing differences from one region to another. In any case, they are very difficult to predict over the long term.

6.4 Petro-Canada Clarkson Partially Processed Stream

At Petro-Canada's Clarkson refinery in Ontario, crude oil is processed to remove product for making lubricants. The remaining "energy stream" is shipped via the Sarnia-Montreal pipeline for processing into finished products. Daily volume is about 2000 cubic metres. If, for any reason, the energy stream were not available, additional crude oil would be required in Montreal to replace it.

6.5 Synthetic Crude Oil

Synthetic crude oil makes an excellent buffer for NGLs because it is clean. As well, because only limited mixing takes place, smaller amounts can be used as a buffer between batches. On the other hand, some synthetic crude yields poor quality diesel fuel and must be blended with diesel fuel produced from other crude oils at a refinery. For this reason, unless a refinery has installed specialized equipment to overcome this problem, synthetic crude as a proportion of refinery input is usually held to less than 20%. Typically, Montreal refiners have taken about 1000 to 2000 cubic metres of synthetic crude a day. To the extent that some synthetic oil remains surplus to western and Ontario requirements, the Montreal market should be able to absorb limited volumes.

7.0 IMPACT OF IPL DEFICIENCY AGREEMENT

In the mid-1970s, when the Sarnia-Montreal extension of the IPL system was under consideration, there was some concern that the volume of crude oil available for shipment through the line would be insufficient to permit a scheduled amortization of the 20-year debt that would be incurred to build the line. To offset this risk, the federal government entered into a Deficiency Agreement with IPL (see Annex VI).

In the short term, the effect of the Deficiency Agreement on the pipeline is to make the owners financially indifferent as to whether the line operates. As operating levels drop, it would be shippers on the line who decide whether the extended delivery times, inconvenience and added cost make continued use of the pipeline worthwhile. If use of the line ceases, the government of Canada becomes responsible for the remaining fixed costs (debt amortization, taxes, inspection and maintenance) for the duration of the Agreement, that is, until 1996. Currently these costs would amount to almost $30 million a year, falling to $14 million annually in the 1990s.

8.0 COST OF CLOSING AND MOTHBALLING THE SARNIA-MONTREAL LINE

8.1 Inert Gas as Linefill

If the Sarnia-Montreal line were closed and mothballed for possible future use, the cost of removing the crude oil, cleaning the line, and filling it with inert gas (usually nitrogen) would be about $3 million. Under the terms of the Deficiency Agreement, the government of Canada would be responsible for these costs.

8.2 Crude Oil as Linefill

A more costly option would be to leave the line full of crude oil. The interest cost alone for the crude oil in the line ($365\ 10^3 m^3$) would be $5 million to $6 million annually. The operating costs mentioned above would continue at a somewhat higher level because of increased liability insurance costs, for example. Apart from that, the additional costs of closing the pumping stations and other one-time mothballing costs would be minimal.

In the interests of security, it may appear preferable to leave the line full of crude oil, despite the higher costs. In an emergency, oil could be received in Montreal about seven days sooner if the line were left full of crude. The time required to open pumping stations and perform other start-up procedures would be similar. The oil in the line would represent roughly an 11-day supply of crude for the two Montreal refineries.

Given that these benefits are relatively modest, it becomes more important to compare the cost of the two approaches. The cost to fill the line with inert gas (about $3 million) represents roughly six months of interest on the crude remaining in the line. If the period of closure were to exceed six months, it would be less costly to remove this linefill and replace it with inert gas. In both cases, there is the security of having a line in the ground, ready to be used on relatively short notice.

9.0 COST OF REVERSING THE SARNIA-MONTREAL LINE

The cost of this option will vary with the capacity of the line after reversal. At a minimum, the cost of reversing three of the five pumping stations would be about $20 million, for a throughput capacity of 35 $10^3m^3/d$. This type of reversal could be achieved quite quickly (one construction season) once the planning and regulatory approvals were in place.

For a full capacity reversal (50 $10^3m^3/d$), with a new terminal and tankage at Montreal, some new and reinforced piping, additional pumps and laterals, etc., costs could run as high as $100 million. All phases of planning, design, approval and construction would be extended accordingly, to a maximum of about two years in total.

In both cases, a facilities application to the National Energy Board is required, at which time all interested parties would have an opportunity to intervene and present their views on the change in status and use of the line. After considering the evidence submitted, along with other relevant information, the NEB would decide whether the proposed change in the use of the facilities was in the public interest. If the NEB decision were negative, the case would be closed until a new application is brought forward. If the decision were positive, the government would then have to approve or deny the recommendation of the Board.

Some modifications and additions to the Portland-Montreal pipeline might also be required to accommodate the reversed status of the Sarnia-Montreal pipeline. As the use of imported crude oil in Montreal has declined, because of substitution of Canadian crude oil or refinery closures, the capacity of the Portland-Montreal line has been scaled down to reduce operating costs enough to permit reasonable tariffs on the line and its continued use. One line remains in oil service at the moment with a nominal capacity of 59 $10^3m^3/d$. After deducting potential Montreal requirements of 33 $10^3m^3/d$, there would be about 26 $10^3m^3/d$ of capacity available for transshipment from Montreal to points west. In addition, the capacity of the line could be expanded by a further 3 $10^3m^3/d$ for about US$3 million.

The effective capacity of the Portland-Montreal line at the moment has been reduced to about 30 $10^3m^3/d$, which is about half the nominal capacity, by eliminating pumping power. If the Sarnia-Montreal line were reversed, it would be necessary to re-install the equipment necessary to return the line to its nominal capacity. As throughput on the Portland-Montreal line increased, tariffs on the line would fall, offset in part by the increased capital expenditures (about $3 million) required to raise its effective capacity above 30 $10^3m^3/d$.

In 1986, approval was given to convert the 18-inch line for transporting natural gas from Montreal to Portland. Once the nominal capacity of the 24-inch main line (59 $10^3m^3/d$) has been reached, it becomes more economical to increase capacity further by returning the 18-inch line to oil service rather than by expanding pumping power on the larger line. The two-line system has an estimated capacity of 80 $10^3m^3/d$, without significant capital expenditures required. Increasing the capacity of this system to 92 $10^3m^3/d$ would cost an estimated US$8 million.

There is a provision in the contract governing use of the 18-inch line for natural gas to reconvert the line to oil use. During the first five years (until November 1992) the line is reserved for gas. After that, but with 29 months' notice, the line could be switched back to oil. In addition to the normal costs associated with converting the line back to oil, it would be necessary to pay out the unamortized capital expenditures of the original conversion to gas use.

10.0 COSTS OF A YO-YO OPERATION

The capital costs of altering the pipeline so that oil could flow in either direction would be similar to those for the reversal option, except that some additional tankage at both ends might be required to hold linefill and oil being accumulated for the reverse flow. Incremental capital costs over and above those for a straight reversal, to cover some double piping in pumping stations and tankage, might add another $10 million.

The operating costs of a yo-yo arrangement would be higher for shippers because delivery times, carrying costs and linefill costs would rise somewhat, despite the higher volumes being shipped. It is likely that a yo-yo operation would be used only if there were sizable quality differences between the shipments in either direction -- light crude oil from Montreal to Sarnia and heavy crude oil from Sarnia to Montreal, for example. If that were the case, the equivalent of the displaced linefill would have to be stored at one end of the line or the other. In other words, linefill requirements would effectively double. Furthermore, in an operation where the direction of the flow alternated monthly, the first week of each month would be taken up replacing the linefill -- a cost that would have to be borne by the throughput during the remainder of the month.

11.0 USE OF THE MID-CONTINENT SYSTEM FOR ONTARIO REFINERIES

The U.S. mid-continent system is a complicated web of pipelines and connecting nodes that has undergone considerable change over the past decade. Responding to market developments, the direction of flow has been changed, and the use of various components of the system has changed from crude oil to refined product or natural gas service and vice-versa. Underutilized pipelines seek new shippers or alternative uses to increase their returns. It has been demonstrated that there is considerable flexibility in the mid-continent system to meet changing requirements.

Ontario refiners have enjoyed a long history (more than 50 years) of importing oil from the United States, but as the western Canadian resource base was developed in the post-war period, this import relationship shrank significantly. Even during the period of tight Canadian and U.S. crude oil export controls, imports from the United States continued to flow into Ontario in exchange for exports to U.S. refineries in the northern tier states. In June 1985, the ban was lifted partially, permitting the export of Lower-48 crude to Canada without the need to find an exchange partner, provided the crude oil exported did not contain any oil from the Alaska North Slope or Naval Petroleum Reserves. (This latter restriction can be onerous to a potential exporter, because it is often difficult to determine with absolute certainty that no Naval Reserve oil has been blended in tanks or pipelines being used to export crude oil to Canada.)

To diversify their supply alternatives, Ontario refiners have also investigated the possibility of importing offshore crude oil via the mid-continent system. Many pipelines within the system are underutilized, and operators have encouraged potential new users. Several routes and alternative interconnections are available through the system, but for the moment, an interconnection at Mokena, Illinois, into the Lakehead (IPL) system is expected to provide an economic route for offshore oil from Louisiana via the Capline and Chicap pipeline systems. The investment required -- more than US$2 million -- will be recovered from throughput tariffs.

Offshore crude oil can be received directly at Capline dock facilities in St. James, Louisiana (see map), or via LOOP, a facility that can handle very large crude carriers. At the moment, there is considerable spare capacity throughout the system. Shipments to Ontario could start as early as the end of 1987. The Mokena connection would also permit expanded access to U.S. domestic crude oil.

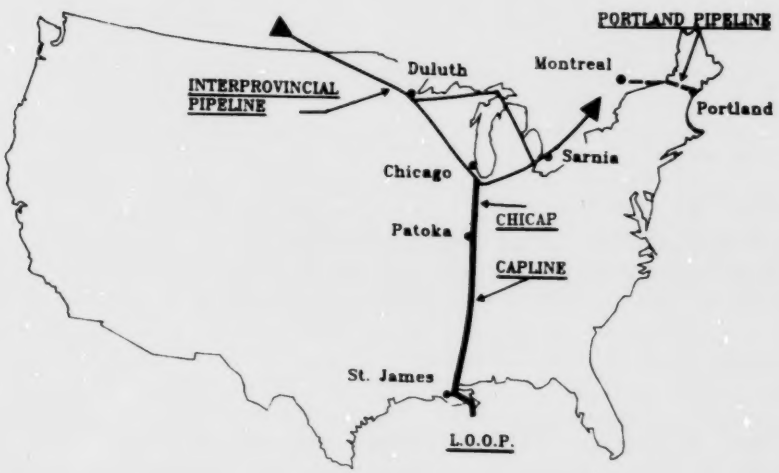
With the direct connection (and demonstrated usage), Ontario refiners will be in an improved bargaining position over the short term with respect to producers in both Canada and the United States. Moreover, use of the mid-continent system today may earn shippers pipeline space rights, based on historical usage, during future periods when the pipeline systems are operating at or near capacity and North American oil import requirements are higher.

For now, usage may simply result from refiners taking advantage of short-term pricing opportunities. Because of the current light crude oil pricing relationships, an Ontario refinery would normally find Canadian

oil cheaper than offshore oil delivered via the U.S. mid-continent system. Consequently, over the short term, Ontario refineries will likely use the Mokena connection to import occasional offshore bargains and/or crude oil that meets particular quality requirements.

Over the longer term, Ontario refiners could decide to make even greater use of the line to acquire crude of qualities more appropriate to their refining equipment and yield requirements, particularly as North American light crude oil markets tighten. For example, to the extent that the Canadian light crude oil stream becomes more sour (higher sulphur content) over time, Ontario refineries may wish to access sweeter offshore crude oils. The cost would vary from roughly US$0.80 to US$1.50 per barrel to deliver crude oil to Sarnia. This cost compares with a Portland-Montreal tariff of $1.15 a barrel in the winter and $0.85 a barrel in the summer (at 12 $10^3 m^3/d$ throughput). While the current tariff differential from Sarnia to Montreal is only $0.35 a barrel, the additional capital expenditures required to reverse the pipeline would result in a higher tariff. Moreover, the unit cost could rise further after reversal, because IPL users west of Sarnia would no longer benefit from the volumes moving to Montreal and therefore would not contribute to the costs through their tolls.

It is important to note that there is currently considerable spare capacity on the U.S. mid-continent system. As U.S. import requirements grow and pipeline capacity utilization rates improve, new shippers will have to pay higher tolls to offset de-bottlenecking costs and other capital costs associated with increasing capacity. Furthermore, pipeline companies in the United States will not undertake such investments unless there is a solid expectation or financial commitment from the new shippers to use the additional capacity. These commitments will lead to movements on a sustained basis rather than the occasional spot cargo purchased for price reasons.



12.0 ALTERNATIVE OUTCOMES

In the preceding discussion of factors that may affect the use of the Sarnia-Montreal pipeline, it becomes apparent that the most likely outcome is extremely difficult to identify with any precision. In both the high- and the low-price scenario in the NEB report, lack of feedstock, resulting from crude requirements west of Quebec, was projected to shut down the Sarnia-Montreal line by the early to mid-1990s. This outcome is possible but by no means certain. The following scenarios, presented in declining order of probability, represent possible alternative outcomes for the medium term.

In theory, the Sarnia-Montreal line could shut down at any time, despite ample supplies of western crude. Given current North American light crude oil supply/demand balances, U.S. light crude tends to compete with offshore light crude oil at the margin on the U.S. Gulf Coast. To Montreal refiners, Canadian light crude oil, which competes with U.S. light crude oil at the margin in Chicago, appears attractively priced relative to offshore crude. As North American light crude oil supplies taper off, the point of competition between U.S. and offshore light crudes will move closer to Chicago, raising Canadian light crude oil prices. In the process, Canadian light crude oil would become less attractive to Montreal refiners.

12.1 Continued West-to-East Movements

Despite the forecast shortfall of light crude oil and equivalent, there may still be volumes of liquids available for Montreal refineries. Synthetic crude oil which, for quality reasons, can be used only in limited volumes in most refineries, could continue to meet some of Montreal's requirements (2000 to 3000 cubic metres a day). Assuming Petro-Canada does not alter its Clarkson refining operation, an additional 2 $10^3m^3/d$ of energy stream might continue to flow to Montreal.

Current heavy crude oil usage in Montreal, at about 2.4 $10^3m^3/d$, could be doubled if heavy crude oil prices were to fall relative to light crude oil in order to market incremental output. A further movement of 8 to 12 $10^3m^3/d$ of heavy crude oil to Quebec City and export markets by tanker might also be consistent with widened price differentials. These possible throughput levels, though, perhaps optimistic, would provide a baseload volume of about 15 $10^3m^3/d$ to keep the line operational.

Additional volumes of NGLs, either spiked in the crude oil or as batches for a possible fractionator in Montreal, might also be supportable. The line flow might also be supplemented by volumes of light sour crude, which is surplus to Ontario requirements because those refineries have limited capacity to handle high-sulphur crude oils. However, Montreal refiners would have to out-bid U.S. refiners for these feedstocks.

For this scenario to develop, there would need to be some widening of light/heavy crude price differentials in Canada. This could result from higher incremental marketing costs in the United States or higher input costs (diluent). To the extent that the widened differentials were

thought likely to persist, some investment in heavy crude oil upgrading could result, either in the field or at refineries. In either case, additional light crude would become available, potentially for use by Montreal refineries.

12.2 Closure

Closure and mothballing of the Sarnia-Montreal line would likely occur, probably for a period of a year or more, in any of the following scenarios. A hiatus period would be likely, even if the line were ultimately reversed, to permit the Ontario deficit to develop to a point where a reversed flow was commercially viable. In this case, enhanced supplies from expanded western and frontier production might permit the Sarnia- Montreal line to recommence west-to-east movements in the late 1990s.

12.3 Reversal

Following a transitional stage, during which the line would be mothballed while Ontario import volumes grew to at least 16 to 20 $10^3 m^3/d$, the line could be reversed. Transportation costs from Portland through Montreal to Sarnia would have to be competitive with movement up the U.S. mid-continent system if Ontario refiners were to remain competitive with their U.S. counterparts. At the moment, the U.S. import alternative appears relatively attractive, compared to reversing the Sarnia-Montreal pipeline. As the U.S. system fills up, incremental capacity and de-bottlenecking would likely become increasingly expensive, thereby potentially decreasing the cost disadvantage of the Montreal-Sarnia alternative. However, given its current surplus capacity of about 64 $10^3 m^3/d$, it is unclear when de-bottlenecking will be needed. Furthermore, as flow increases in the U.S. system, unit tolls should decrease. As well, given the substantial overall usage of the mid- continent system, the cost of any incremental de-bottlenecking investment for an individual user is likely to be minor. However, access to the system in the 1990s may well depend on building a position in the system in the short to medium term or applying to the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) to be allocated space on a particular pipeline.

12.4 Yo-Yo Operation

Because of the higher capital and operating costs, this alternative is less likely than a reversal. It does have the advantage, however, of permitting heavy and other surplus crude oil movements to Montreal and points east while allowing imports of light sweet crudes into Ontario. It is likely feasible only as an interim solution until Ontario refiners or others further west invest in heavy crude upgrading equipment or the line is reversed on a long-term basis.

However, it may also have some appeal from a security perspective. In the event that consideration is being given to reversing the line, making a small additional expenditure would safeguard the flexibility to operate in a west-to-east mode as well in the event of a disruption of oil imports. Of course, this would be useful only in circumstances where

sufficient productive capacity remained in western Canada to permit surplus production to be moved east of Ontario after the imposition of demand restraint in an emergency situation. This could also be accomplished by other means, such as exchanges.

13.0 IMPLICATIONS OF ALTERNATIVE OUTCOMES

13.1 Supply Options and Costs

Ontario and Montreal refiners are currently being supplied from western Canada, from offshore sources, and from the United States (in declining order of importance). Only marginal supplies can be expected to continue from the United States given the anticipated rapid decline of Lower-48 production. Incremental supplies for both Canada and the United States will therefore have to come from offshore, potentially offset in part by enhanced supplies from Canadian conventional and frontier areas.

If the Sarnia-Montreal line were to close now, Montreal refiners would enjoy an advantage over Sarnia in terms of laid down offshore crude costs. Incremental throughput on the Portland-Montreal line would reduce the average tariff, giving Montreal a feedstock cost advantage over Sarnia. As the U.S. mid-continent system starts to approach capacity, the cost of delivering an incremental offshore barrel to Sarnia could start to escalate as de-bottlenecking becomes necessary. The impact of this cost on the pipeline tariff is difficult to predict, however, as the increase in mid-continent volumes should reduce unit costs.

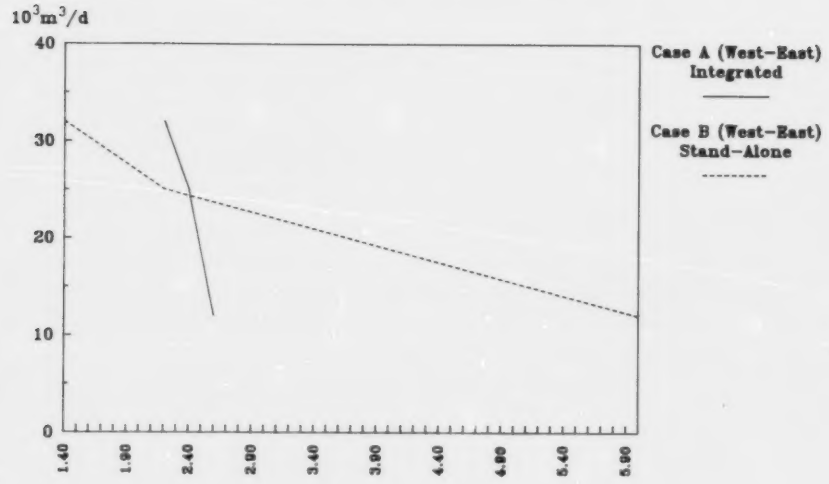
Once volumes imported into Ontario reach a high enough level, it may be less expensive to reverse the Sarnia-Montreal pipeline to deliver the same volume to Sarnia. This will depend on the rate at which the U.S. mid-continent system is approaching capacity usage at that time and the degree to which Ontario refiners have established a historical position as shippers on the U.S. system. Alternatively, potential new shippers could tender for space and appeal to FERC if denied. The pipeline tariff from Portland to Montreal would drop somewhat because of the higher throughput for Sarnia. Sarnia feedstock costs would exceed those for Montreal by the amount of the Montreal-Sarnia tariff, which would then vary greatly with throughput (see Graph 20). Unless those feedstock costs were roughly comparable to offshore crude delivered via the mid-continent system, Sarnia refiners would be unable to compete with their counterparts across the border, leading to product imports and reduced refinery throughput. Rather than reverse the Sarnia-Montreal line, Ontario refiners might find lower cost alternatives such as investment in more sophisticated equipment to handle lower quality crudes and/or bidding higher prices for Canadian crude moving to Chicago.

In a yo-yo operation, volumes of heavy, light sour, and synthetic feedstocks would continue to flow to Montreal, while Ontario refiners increased their imports simultaneously via the U.S. mid-continent systems to a level sufficient to justify a reversal of the Sarnia-Montreal line. While the capital costs are moderately higher than the straight reversal option, the additional throughput could reduce the unit cost. Operating costs for both shippers and the pipeline would be higher because of the additional tankage, linefill and storage cost requirements.

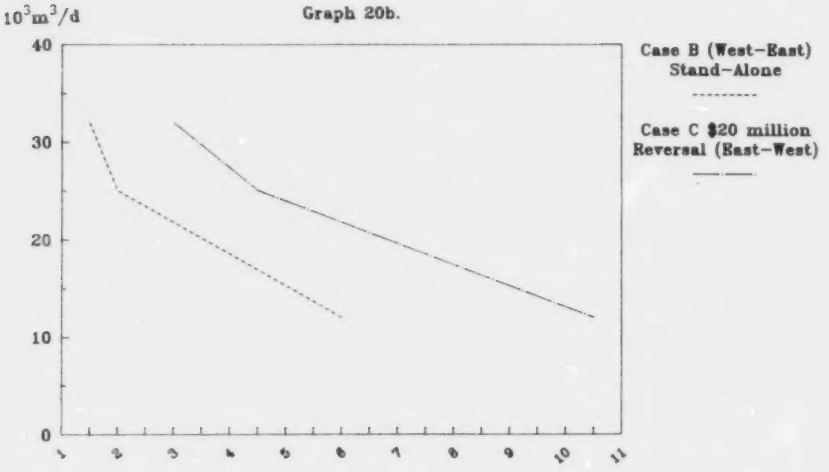
From a Sarnia refiner's perspective, this option must be competitive with the U.S. import alternative costs faced by competitors just across the border. Montreal refiners' import feedstock costs would be reduced, because of the volume effect on the Portland-Montreal tariff; at the same time, they could access lower-cost western Canadian heavy and light sour

Graph 20a.

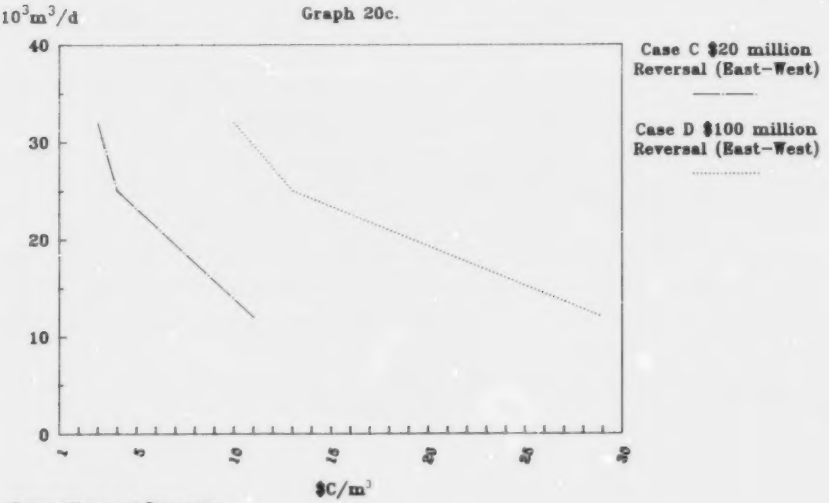
ILLUSTRATIVE SARNIA – MONTREAL TOLLS



Graph 20b.



Graph 20c.



Source: Energy Mines and Resources.

crudes, which Sarnia refiners cannot handle efficiently. Sarnia crude feedstock costs for a marginal barrel would be potentially the highest in North America, because Sarnia is at the end of all the transportation systems.

13.2 Security of Supply

From an Ontario refiner's perspective, there would be no significant difference, in terms of security of supply, between importing offshore oil via the U.S. mid-continent system and importing via the Portland-Montreal alternative. Both movements would be subject to the Canada U.S. Transit Pipeline Treaty. As pipelines in the United States reach capacity, space has been allocated traditionally on the basis of historical usage by shippers, although new shippers can appeal to FERC for space on a crowded pipeline. The yo-yo operation would be slightly less desirable than the straight reversal option because of the longer average delivery time.

From a Montreal refiner's point of view, the straight reversal option would be the least desirable from a security standpoint because it would cut off pipeline access to Canadian supplies. Closing the line would not significantly impair Montreal's security of supply, as compared to the continued west-to-east option, because the line would still be available and could be reactivated in an emergency. A yo-yo operation would provide continuing access to both Canadian and offshore supplies. There may not be a delivery time disadvantage given the higher throughput levels.

The Montreal petro-chemical community could benefit potentially from a continued west-to-east flow of crude oil. With crude oil already moving through the line, shipments of price-competitive NGLs from western Canada theoretically could be batched through to Montreal for fractionation. Similarily, direct imports of LPGs and/or NGLs could be made, when competitive, on a spot basis. These options would permit Pétromont flexible access to low-cost feedstocks. The Sarnia petrochemical operations would not be seriously affected by any of the alternative outcomes, i.e., there would be no essential change from their current feedstock cost status.

14.0 GOVERNMENT OPTIONS AND IMPLICATIONS

14.1 Leave to Commercial/Regulatory Decisions

Given the degree of uncertainty surrounding likely outcomes, it might be prudent not to pre-judge or foreclose future options for the Sarnia- Montreal line. Any change to its current use or status would generally require an NEB facilities hearing, at which time any interested party could put forward views and raise questions. Any recommendation by the NEB would also require a favourable decision by the government, which can be expected to take account of all considerations, including security of supply. Furthermore, there are likely several commercial alternatives for using the line that have not yet been fully articulated or developed because of lack of information.

14.2 Enhance Emergency Preparedness

Governments might wish to contribute to emergency preparedness in the event of a commercial/regulatory decision to close the Sarnia-Montreal line temporarily. As long as there remains a physical possibility to move oil from west to east through the line, there is only a marginal difference between filling the line with crude oil or filling it with inert gas. Oil could be delivered to Montreal about seven days earlier if the line were left full of crude oil, at an annual carrying cost of about $5 million to $6 million. Similarly, in the event that a reversal of the line appears to be the appropriate commercial and regulatory decision, the government could also consider whether a yo-yo arrangement should be included as part of any reversal.

14.3 Direct Regulation

By controlling crude oil imports or exports, it would be possible to "force" domestic crude to Montreal as long as there remains sufficient light crude productive capacity over and above western requirements. The direct costs to the federal government would be primarily for administering the program.

However, indirect costs, resulting from the inefficiencies and higher operating costs to companies, would also result. For example, to the extent that a producer was forced to sell to a less-preferred location, well-head netbacks would be reduced accordingly. With imports controlled, refiners would also incur higher costs, because they would not be able to make optimal crude selection decisions. To ensure effective control and to avoid inter-company inequities, it would likely be necessary to control refined product imports, as well as exports; this would raise costs to the final consumer even further. Although it is not possible to estimate the magnitude of the cost/price increases with any precision, it is clear that a broad spectrum of users (consumers, companies, taxpayers), including those who were intended to benefit from the decision to regulate, would bear the burden of the higher costs resulting from regulation.

14.4 Subsidize Transportation Costs

Subsidizing pipeline tolls might be considered as a means of encouraging continued west-to-east movements or to facilitate reversal. In the absence of careful monitoring and/or controls, it is possible that subsidies could be paid out unnecessarily, whether for movements that would have taken place in the absence of the subsidy or for movements initiated expressly to take advantage of the subsidy. Subsidies also have the potential to distort crude oil movements and inter-regional cost relationships. It is also unclear what level of subsidy would be required to keep the line at minimum volumes; a program could turn out to be extremely expensive. Moreover, foreign governments could perceive subsidized tolls as constituting grounds for imposing countervailing duties on Canadian petro-chemical and petroleum product exports.

15.0 CONCLUSIONS

There is a great deal of uncertainty about the commercial future of the Sarnia-Montreal pipeline. Over the next three to five years, it appears likely that the line will continue in commercial use. If offshore prices became competitive with Canadian light crude prices for an extended period, Montreal refiners might decide to switch entirely to imported oil. However, this outcome does not seem likely in the near term.

Ontario's import requirements, to the extent that imports are necessary, will probably be met initially through the U.S. mid-continent system. Depending on the rate of growth and ultimate magnitude of Ontario's oil deficit, this alternative might provide the most economical delivery system over time. This outcome would be compatible with either continued west-to-east flow or temporary closure of the line. Unless it appeared that Ontario's deficit would be sustained at a reasonably high level -- say, 16,000 to 30,000 cubic metres a day -- for several years at least, a reversed Sarnia-Montreal pipeline would likely have difficulty competing with the U.S. mid-continent alternative.

By the mid-1990s, enhanced supply options associated with higher prices could once again see western supply rebuilding sufficiently to maintain a west-to-east flow into Montreal.

Annex I

IPL/LAKEHEAD SYSTEM DEVELOPMENTS

1950 - Construction of original line from Edmonton to Superior, Wisconsin, and a leg from Redwater to Edmonton.

1953 - Line extended from Superior to Sarnia, via Straits of Mackinac. Initial construction began on a second line between Edmonton and Superior.

1957 - System extended from Sarnia to Port Credit, Ontario.

1958 - Completion of second line between Edmonton and Superior.

1963 - Lateral line completed from Westover, Ontario, to Buffalo, N.Y.

1966 - Work began on a modernization program, to achieve electrification of pumping stations in Manitoba and remote control of the system between Edmonton and Superior.

1967 - Second line started between Sarnia and Toronto.

1969 - Completion of Chicago loop and third line between Edmonton and Superior.

1971 - Station power increased with the addition of new pumping stations.

1976 - Montreal extension completed and in service by June. Looping program completed in Michigan.

1977 - Nanticoke Extension completed.

1981 - Final phase of electrification completed. All pumping units on the system are now electric.

1984 - Completion of a connecting pipeline between the Gulf (now Petro-Canada) refinery at Clarkson, Ontario, and the Sarnia-Montreal pipeline. In western Canada at Hardisty, Alberta, a facility was completed that allowed for the injection of heavy crude oil into the large crude oil pipeline.

1985 - Completion of the Norman Wells pipeline.
The capacity of the crude oil system between Edmonton and Superior was increased by 12 $10^3m^3/d$ (75 mbd), the result of the Phase I expansion program.

1986 - Completion in the fourth quarter, of the Phase II expansion which increased the capacity of lines 2 and 3 by 25 $10^3m^3/d$ (157 mbd).

1987 - Proposed completion, during fourth quarter, of Phase III expansion which will increase the capacity of lines 1 and 3 by 15 $10^3m^3/d$ (94 mbd).

Annex II

IPL OPERATING DATA

1) Linefill (January 1, 1986)

It takes approximately 4 094 10^3m^3 (25.7 million barrels) of oil to fill the 10 037 kilometres of main line pipe. This oil is provided and paid for by the purchasing shippers of oil.

2) Investment

As of January 1, 1986 the total investment in plant and equipment was $1,832,733,000.

3) Capacity

As of January 1, 1986 the annual average physical capacity of the various sections of the pipeline system were as follows:

Edmonton-Superior

Line 1 ex Regina----------21.3 10^3m^3 (134,000 bbls) per day
Line 2 ex Regina----------36.5 10^3m^3 (230,000 bbls) per day
Line 3 ex Kerrobert----------127.3 10^3m^3 (801,000 bbls) per day

Superior-Sarnia

North 30" ex Superior----------76 10^3m^3 (478,000 bbls) per day
South 34" ex Superior----------96 10^3m^3 (604,000 bbls) per day
South 30" ex Griffith----------107 10^3m^3 (673,000 bbls) per day

Ontario

Line 7 (Sarnia-Toronto)----------40 10^3m^3 (252,000 bbls) per day
ex Sarnia
Line 8 (Sarnia-Westover)----------45 10^3m^3 (283,000 bbls) per day
ex Sarnia
Line 9 (Sarnia-Montreal)----------53 10^3m^3 (335,000 bbls) per day
ex Westover
Line 10 (Westover-Buffalo)----------17 10^3m^3 (107,000 bbls) per day
ex Westover
Line 11 (Westover-Nanticoke)----------21 10^3m^3 (132,000 bbls) per day
ex Westover
Line 12 (Clarkson-Montreal)----------3.7 10^3m^3 (23,000 bbls) per day

Northwest Territories

Norman Wells-Zama----------4.8 10^3m^3 (30,600 bbls) per day

Operation

The system transported 80.5 million cubic metres (506 million barrels) of oil in 1985, averaging 220.4 10^3m^3 (1,388,500 barrels) per day.

Annex III

IPL DELIVERIES

$10^3 m^3/d$

1972-1985

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Prairie Provinces	18.4	23.4	24.8	21.8	19.6	19.8	19.4	22.3	22.3	21.7	21.7	22.6	24.2	27.8
Ontario	65.8	74.4	83.4	81.1	83.8	94.1	96.2	105.4	102.7	96.8	78.5	82.3	87.4	84.0
Quebec	-	-	-	-	13.3	37.0	43.7	49.0	49.0	37.1	39.8	39.2	35.9	29.1
TOTAL	**84.3**	**97.7**	**108.1**	**102.9**	**116.8**	**150.9**	**159.3**	**176.8**	**174.0**	**155.6**	**140.0**	**144.0**	**147.6**	**140.9**
Percentage of Capacity														
Prairie Provinces														
Ontario														
Quebec					25	70	82	92	92	70	75	74	68	55

Source: IPL, Annual Reports.

Annex IV

NATURAL GAS LIQUIDS SUPPLY AND DEMAND

NGL Transportation to Eastern Canada

Owing to vapour pressure considerations, the IPL pipeline can accept natural gas liquids only in a mixture of propane, butanes and pentanes plus. Specification ethane and propane are shipped east via the higher pressure Cochin pipeline. Additional specification propane and some butanes are also shipped east by rail. Most western Canadian deliveries of propane, butane and condensate are via the IPL system, the least costly alternative. The one disadvantage of the IPL system is that deliveries require a fractionator in eastern Canada to separate the constituent products. Until 1986 there was only one fractionator in eastern Canada, operated by Dome Petroleum and owned by Dome, Amoco and PanCanadian. As of 1987 another fractionator will be in operation in Marysville, Michigan, and if the Sarnia-Montreal pipeline is upgraded, another in Montreal in 1989. Together these fractionators will be able to process about 26 $10^3 m^3/d$ of western Canadian NGLs.

NEB Supply/Demand Forecast

Natural gas liquids are produced from both natural gas (propane 80%, butanes 70%) and crude oil. The supply of NGLs that can be obtained from natural gas depends on gas processing plant design (the "depth of cut"), the composition of the gas, and the volume of gas throughputs. The supply of NGLs from crude oil depends on refinery configurations, crude oil quality and the volume of crude oil processed.

In the past, expanding markets and rising prices for NGLs combined with limitations placed on the price and marketing of natural gas, fostered increasing investment in the extraction of NGLs from the natural gas stream. At the same time, however, the gas has been becoming "drier" as proportionately more western Canadian natural gas production is from reserves not associated with crude oil. The net result is a trend towards lower NGLs yields. This is expected to continue over the forecast period in both the high- and the low-price scenario.

In its natural gas production forecast the NEB did not assume any export sales beyond those currently authorized. For this reason, production of both natural gas and the associated natural gas liquids are forecast to peak in 1989 in the low-price case. In the high-price case, NGL production is expected to decline between 1990 and 2000, after which domestic natural gas demand will bring it to a peak in 2003. From there it is expected to fall to 2005. The forecast level of natural gas production in 2005 under the high-price scenario is about 50% higher than that for the low-price forecast.

In the case of NGLs produced at refineries, output is expected to increase by 10% between 1985 and 2005 in the low-price case, compared to 4% in the high-price case because of lower refinery throughputs. The NEB forecasts do not include any NGL supplies from synthetic or upgrading plants or from the frontier areas, because the economics are not suitable to justify extraction from plant production, and the frontier areas are not yet accepted as firm supply, as required for inclusion in the forecast.

On the demand side, the NEB low-price forecast indicates an increase in demand for propane in all sectors, with particular increases for petrochemical, residential and commercial uses. In the high-price case, slightly larger increases in propane demand are expected as a result of greater use of propane in transportation.

Butane demand is expected to grow from 1.1 $10^3m^3/d$ in 1985 to 2.5 $10^3m^3/d$ in 2005 under both pricing scenarios. In the case of gasoline blending, butane demand is expected to increase from 2.9 $10^3m^3/d$ in 1985 to 3.4 $10^3m^3/d$ in 2005 under the low-price scenario and to remain roughly constant in the high-price scenario where gasoline demand is expected to be lower.

Eastern NGL Requirements

The eastern Canadian NGL fractionators will have the capacity to process about 21 $10^3m^3/d$ of western NGL mix during the period 1987-1988 and 26 $10^3m^3/d$ from 1990 to 2005. If the three fractionators operate at capacity, this will mean an NGL throughput to Sarnia of 21 $10^3m^3/d$ as of 1987. The volume through the Sarnia-Montreal line will be 5 $10^3m^3/d$ as of the fourth quarter of 1989.

It appears that western production can support these levels of throughput throughout the forecast period in the high-price case, but there is potential for shortfall in the latter part of the period in the low-price case. The forecast availability for the post-2000 period may be unduly pessimistic, however, because it is based on the assumption of no new natural gas export sales following the termination of existing licences.

If these fractionators do operate at capacity they will require an added 10 $10^3m^3/d$ of flow through line one, which, upon completion of the Phase III expansion in the third quarter of 1987, will have about 31 $10^3m^3/d$ of capacity. Additional capacity, if so required, could be made available from the Cochin line as occurred during the fourth quarter of 1986 and first quarter of 1987. At that time, the increased cost of delivering mix via the Cochin line was rolled into the IPL rate base.

The additional 5 $10^3m^3/d$ that would be sent on to Montreal is not sufficient to alter existing throughput significantly (29 $10^3m^3/d$, compared to a capacity of 53 $10^3m^3/d$).

Table 1

Natural Gas Liquids Production

$10^3m^3/d$

1984 - 2005

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Low-Price Case										
Ethane	16.6	17.5	22.2	25.4	27.2	28.1	26.6	23.6	16.2	8.6
Propane	20.1	19.9	20.0	20.7	22.0	23.5	22.5	19.8	16.3	10.8
Butanes	12.2	11.9	12.0	12.2	12.8	13.6	13.1	11.4	9.6	6.7
Pentanes Plus	16.1	17.2	17.0	17.1	17.8	18.7	17.7	14.0	11.2	6.8
High-Price Case										
Ethane	16.6	17.5	22.3	25.3	26.9	27.6	25.9	22.4	15.8	13.6
Propane	20.1	19.9	20.0	20.5	21.5	22.9	21.8	18.4	15.7	15.4
Butanes	12.2	11.9	11.9	12.1	12.5	13.2	12.6	10.6	9.3	9.2
Pentanes Plus	16.1	17.2	17.0	17.1	17.6	18.3	17.2	13.1	10.9	10.8

Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985-2000 (Ottawa: 1986).

Table 2

Forecast Western Gas Plant NGLs
Available to Eastern Fractionators

$10^3 m^3/d$

1985-2000

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Low-Price Scenario									
Western Production	45.53	45.36	46.26	48.74	52.00	49.55	41.54	33.63	20.84
Western Demand	4.19	4.22	4.27	4.30	4.33	4.35	4.70	5.14	5.59
Net Availability	41.34	41.14	41.98	44.43	47.67	45.20	36.84	28.49	15.25
Eastern Fractionator Capacity	16.00	16.00	21.00	21.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
Difference	25.34	25.14	20.98	23.43	21.67	17.20	10.84	2.49	-10.75
High-Price Scenario									
Western Production	45.82	45.36	45.91	47.99	50.78	47.85	38.64	32.49	32.01
Western Demand	4.26	4.25	4.33	4.37	4.41	4.46	4.91	5.45	5.97
Net Availability	41.55	41.11	41.58	43.62	46.37	43.40	33.74	27.04	26.04
Eastern Fractionator Capacity	16.00	16.00	21.00	21.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
Difference	25.55	25.11	20.58	22.62	20.37	17.40	13.74	1.04	0.04

Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985-2000 (Ottawa: 1986).

Annex V

CRUDE OIL REQUIREMENTS

End-Use Demand

Between 1985 and 2005, the National Energy Board portrays demand for refined products in Canada as growing at a compound annual rate of about 1% in the low-price case, reaching 258 $10^3m^3/d$ in 2005. In the high-price scenario, demand attains only 219 $10^3m^3/d$, representing a rate of growth of less than 0.2% annually over the period.

In both scenarios, the rate of growth for oil product demand was roughly 1 percentage point less than the rate of growth in total end-use demand for energy; in other words, oil would lose market share in both cases to other energy forms. Nevertheless, in end-use terms, the market share for oil dropped from roughly 40% in 1985 to one-third in the low-price case, and to 32% in the high-price case by 2005. The continued growth in demand for transportation fuels, which are assumed to be derived from oil for the most part, offsets much of the decline in oil demand in other end-use sectors resulting from switching to alternative fuels or more efficient use of oil products.

Both price scenarios showed considerable differences in demand changes between regions. In the low-price case, the rate of growth in oil demand ranged from a high of 1.2% in Ontario to a low of 0.8% in Quebec, for an average of about 1% for Canada as a whole. In the high-price scenario, the rate of growth in oil demand for all of Canada fell to about 0.2%. The rate of growth fell the least in the prairies -- to 0.7%, as compared to 1% in the low-price scenario. However Quebec and B.C. experienced a more significant drop in demand growth, to only 0.1% annually. The relatively greater decline in demand growth rates in Quebec and B.C. in the high-price scenario reflects the increased market share gained by electricity in those provinces. Some stimulus to the economy of the prairies, resulting from the increased oil-related activity in that region, would be expected in the high-price scenario.

The regional results under the two demand scenarios are summarized in the following table and compared to 1985. Essentially, overall petroleum requirements are virtually unchanged from 1985 in the high-price scenario.

Table 1

Total Refined Products Demand

($10^3m^3/d$)

Region	1985	1995	
		Low Price	High Price
Atlantic	25	27	25
Quebec	47	50	44
Ontario	72	78	70
Prairies and NWT	46	44	43
B.C. and Yukon	23	25	23
Canada	213	225	205

Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005, Table A6-17.

It should be noted, however, that some shifts in emphasis among products, are forecast, in particular from fuels for space and process heating to transportation fuels. In the low-price scenario, the overall demand for petroleum products grows, particularly that for transportation fuels. Light fuel oil requirements drop, but not as much as in the high-price scenario. Heavy fuel oil requirements, by contrast, rise in the low-price scenario, reflecting reduced inter-fuel substitution and higher levels of industrial activity.

Regional Refined Products Trade

There are considerable differences among the regions in terms of trade flows. In the case of B.C. and the Yukon, the NEB assumes that there would be no product imports in the high-price case, and transfers into the region from Alberta amount to roughly 20% of its requirements. At the same time, product exports are forecast to continue at a fairly constant rate of 3 to 4 $10^3 m^3/d$, or about 15% to 18% of the barrel refined. In net terms, the region remains a net importer, importing about 3% of its product requirements over the forecast period in the high-price scenario.

The prairie region remains a net product exporter, both internationally and inter-regionally throughout the forecast period. It is assumed that roughly 17% of the barrel refined in the prairies will be shipped out of the region, of which one-third (4 $10^3 m^3/d$) will be exported.

While most of the regional exports move to the B.C. region in this scenario, a small amount (about 1 $10^3 m^3/d$) continues to move to Ontario throughout the forecast period.

The Ontario region remains a significant product exporter throughout the forecast period, roughly 12 $10^3 m^3/d$ or about 14% of the region's refinery throughput. Similarly, it is assumed that another 4 $10^3 m^3/d$ of product (net) will be transferred to other regions, for the most part to the province of Quebec. At the same time, a similar amount of product will be imported (4 $10^3 m^3/d$) in the early part of the forecast period, dropping to less than half that level by 1990, then rising sharply in the next century as refinery capacity contraints are approached. On balance, the region remains a net product exporter, at a rate of 12% to 17% of the refinery throughput during the high-price forecast period.

The Quebec region is assumed to export roughly 10% of its refinery throughput during the forecast period, either internationally or regionally. At the same time, it is expected that the region would import about 8 $10^3 m^3/d$ of product, leaving the region import-dependent for about 10% of its requirements for refined products on a net basis in the high-price scenario.

A similar scenario is forecast for the Atlantic region in the high-price case; the region would import more product than it exports internationally or regionally, leaving it import-dependent for about 16% of its refined product requirements.

Inter-regional Transfers (Low-Price Scenario)

There are some significant differences between the high- and low-price scenarios regarding inter-regional transfers. B.C. receives an additional 7 $10^3m^3/d$ from Alberta throughout the 20-year low-price forecast period and, by 2005, almost an additional 3 $10^3m^3/d$ of direct product imports. In the case of the prairies, product transfers to B.C. are up in the low-price case, but transfers to Ontario and the international market are down, for an average overall increase of about 3 $10^3m^3/d$. For Ontario, both product imports and transfers from Quebec are higher during the 1980s. In the 1990s, however, product imports increase sharply to replace reduced product transferred from Quebec and an apparent capacity refinery throughput situation, similar to B.C. in the latter decade of the forecast period. By 2005, Ontario product imports reach 25 $10^3m^3/d$, up from 3 to 4 $10^3m^3/d$ during the latter half of the 1980s. In Quebec, imports are somewhat higher (3 $10^3m^3/d$) during the latter half of the 1980s, rising to 9 $10^3m^3/d$ higher by 2005. Transfers into Ontario in the latter half of the 1980s are somewhat higher than in the high-price case but drop off sharply in the latter 1990s. The Atlantic region differs only marginally in the low-price scenario. In summary, product imports are higher in the low-price scenario, particularly in the latter half of the forecast period, as refinery utilization begins to approach capacity in B.C., Ontario and Quebec.

Feedstock Requirements

The other elements that determine final crude oil feedstock requirements -- namely, refinery fuel and losses, inventory changes, use of partially processed materials and other feedstocks such as butane -- are essentially the same in both scenarios. Since product imports are assumed to meet some of the incremental demand in the latter part of the forecast period, crude oil requirements vary less than the demand for refined products does between the two scenarios.

Table 2

Regional Crude Oil Requirements*

$10^3m^3/d$

Region	1985	1995		2005	
		Low	High	Low	High
Atlantic	23	26	24	28	25
Quebec	45	45	45	46	45
Ontario	78	83	81	83	81
Prairies and NWT	53	56	52	64	58
B.C. and Yukon	22	22	22	22	22
Canada	**222**	**233**	**223**	**242**	**231**

* These estimates include all crude required in the respective regions, both for internal consumption and for export to other regions and countries.

Source: National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1985-2005, Table A6-17.

Table 3

Light and Medium Crude Oil Feedstock Requirements

$10^3 m^3/d$

High-Price Case	1985	1990	1995	2000	2005
B.C. and Yukon	23	23	22	22	22
Prairies and NWT	49	45	45	48	51
Ontario	69	72	71	70	70
Quebec	43	40	45	45	45
Atlantic	24	25	24	25	25
Canada	206	207	206	209	212
Low-Price Case					
B.C. and Yukon	23	22	22	22	22
Prairies and NWT	49	48	50	52	56
Ontario	69	73	73	72	72
Quebec	43	41	46	46	46
Atlantic	24	26	26	27	28
Canada	206	211	216	220	223

Source: National Energy Board, 1986, Table A6-17.

Annex VI

SARNIA-MONTREAL PIPELINE DEFICIENCY AGREEMENT

The intent of the agreement between Interprovincial Pipe Line and the government of Canada was to ensure that the line would be built and kept in a state so that it could be used on relatively short notice for the next 20 years to move oil in either direction. The extent of the federal government's liability is between $5 million and $10 million annually when the line is operating and up to $30 million annually if it were to be mothballed for future use. In either case, the agreement terminates in 1996.

The revenue shortfall in any year is based on revenues derived from pipeline tariffs established by the NEB, less the following expenses:

- depreciation of fixed assets over 20 years;
- interest on debentures issued for construction of the line;
- amortization of discount and expenses associated with the debentures;
- property and other taxes; and
- operating expenses.

Since the line began operation in 1976, the government of Canada has made deficiency payments to IPL. Part of the payments are related to costs incurred during construction that the NEB, in determining tariffs, decided were imprudent. Recovery of these costs is recognized under the Deficiency Agreement. Furthermore, while the agreement provides for a 20-year rate of depreciation, the NEB allowed a 40-year rate for purposes of determining tolls. By 1996, IPL will have fully amortized the debt incurred, either directly through tariffs or indirectly through the Deficiency Agreement. To the extent that the NEB maintains its decision regarding a 40-year rate of depreciation in setting tariffs, IPL will have a financial incentive to see the line used over the next 20-year period, because tariffs would continue to reflect a recovery of capital that would actually have been fully recovered already.

As part of the main agreement, the Crown acquired the sole and exclusive option of purchasing the Montreal extension. The general conditions are:

(a) the Crown has made a deficiency payment in the 120 days preceding its notice to IPL to exercise the option; and

(b) the Crown shall pay to IPL:

  (i) the option price (an amount equal to the Capital Cost of the Montreal extension less depreciation); and

  (ii) all legal costs and other disbursements incurred by IPL in selling the extension.

Energie, Mines et Ressources Canada
L'Hon. Marcel Masse, Ministre

Energy, Mines and Resources Canada
Hon. Marcel Masse, Minister

Évaluation des choix en perspective pour

l'oléoduc Sarnia-Montréal

Canada

ÉVALUATION DES CHOIX EN PERSPECTIVE

POUR L'OLÉODUC SARNIA-MONTRÉAL

Secteur des ressources énergétiques
Énergie, Mines et Ressources Canada
Juin 1987

TABLE DES MATIÈRES

		Page
	Aperçu et résumé des conclusions	i
1.0	Introduction	1
2.0	Renseignements de base	2
2.1	Interprovincial Pipe Line Limited - Historique du réseau	2
	2.1.1 Droits	3
2.2	Montreal Pipe Line Company Limited - Historique du réseau	4
	2.2.1 Propriétaires	5
	2.2.2 Droits	5
2.3	Modification du cadre d'exploitation	5
2.4	Offre prévue de pétrole brut	10
3.0	Facteurs influant sur l'utilisation des pipelines	12
3.1	Besoins en charges d'alimentation	12
	3.1.1 Demande pour utilisation finale	12
	3.1.2 Besoins en pétrole brut	13
	3.1.3 Types de besoins en charges d'alimentation	14
3.2	Choix des charges d'alimentation, par région	20
	3.2.1 Ville de Québec et région de l'Atlantique	20
	3.2.2 Montréal	21
	3.2.3 Ontario	21
	3.2.4 Prairies and T.N.-O.	22
	3.2.5 Colombie-Britannique et Yukon	22
4.0	Facteurs commerciaux influant sur le choix des charges d'alimentation	25
4.1	Prix relatifs	25
4.2	Frais de livraison	25
4.3	Délais de livraison	27
4.4	Frais financiers	27
4.5	Diversité des sources d'approvisionnement	28
4.6	Stratégie d'approvisionnement à long terme	28
4.7	Résumé	29
5.0	Répercussions commerciales d'une baisse de volume dans le pipeline Sarnia-Montréal	30
5.1	Délais de livraison	30
5.2	Droits	30
5.3	Qualité des lots	30
5.4	Répercussions des divers scénarios d'expédition	31
	5.4.1 Composition actuelle des livraisons par pipeline	31
	5.4.2 Mouvements de lots mélangés	31

TABLE DES MATIÈRES (suite et fin)

		Page
6.0	Répercussions des décisions sur certains mouvements	33
6.1	Exportations de brut lourd	33
6.2	Mouvements des liquides de gaz	34
6.3	Livraisons de produits	34
6.4	Raffinerie de Clarkson de Petro-Canada: produits partiellement raffinés	34
6.5	Pétrole brut synthétique	35
7.0	Incidences de la Convention de couverture des déficits de l'IPL	36
8.0	Coût de la fermeture et de la mise en réserve du tronçon Sarnia-Montréal	
8.1	Remplissage de gaz inerte	37
8.2	Remplissage de pétrole brut	37
		37
9.0	Coût de l'inversion du débit dans le tronçon Sarnia-Montréal	38
10.0	Coût du transport bidirectionnel	40
11.0	Utilisation du réseau médio-continental par les raffineries de l'Ontario	41
12.0	Autres éventualités	
12.1	Maintien des mouvements d'ouest en est	44
12.2	Fermeture	44
12.3	Inversion du débit	45
12.4	Transport bidirectionnel	45
		45
13.0	Répercussions des différents résultats	
13.1	Options d'approvisionnement et coûts	47
13.2	Sécurité des approvisionnements	47
		49
14.0	Les options du gouvernement et leurs répercussions	
14.1	Décisions commerciales/réglementaires	50
14.2	Préparation en cas d'urgence	50
14.3	Réglementation directe	50
14.4	Subvention des frais de transport	50
		51
15.0	Conclusion	52
Annex I	Mise en place du réseau IPL/Lakehead	53
Annex II	IPL - Données d'exploitation	54
Annex III	IPL - Livraisons	55
Annex IV	Offre et demande de liquides de gaz naturel	56
Annex V	Besoins en pétrole brut	60
Annex VI	Convention de couverture des déficits - pipeline Sarnia-Montréal	65

APERÇU ET RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS

Objectifs de l'étude

L'un des paragraphes du communiqué émis à l'issue de la Conférence des ministres de l'Énergie du 30 janvier 1987 se lisait comme suit :

> *"Les ministres ont également admis la possibilité que, même en aidant l'industrie pétrolière et gazière, la baisse considérable de pétrole brut léger expédié vers l'Est affectera la viabilité du réseau de pipeline pétrolier au Canada. Ils ont convenu qu'une étude de cette question sera effectuée dans le cadre du groupe de travail."*

Le présent document, qui a pour but de contribuer à l'examen effectué par le groupe de travail, évalue les effets de plusieurs scénarios d'approvisionnement en pétrole brut sur la viabilité du réseau pipelinier, de même que leurs répercussions sur les utilisateurs du réseau.

Étant donné les délais relativement courts et la marge d'erreur des prévisions, nous n'avons pas cherché à prédire la viabilité du réseau pipelinier dans l'est du Canada. Nous avons plutôt voulu cerner les diverses éventualités. La probabilité que l'un d'entre elles se réalise dépendra des événements des prochaines années. À cause du manque d'information pertinente dans plusieurs domaines, il est difficile de déterminer avec certitude si l'une ou l'autre de ces éventualités se concrétisera, mais on peut donner à chacune un indice de probabilité, tout comme à certaines de leurs répercussions. Pour compléter l'analyse, nous avons examiné plusieurs possibilités qui s'offrent aux gouvernements de modifier l'utilisation actuelle et future du réseau pipelinier dans l'est du Canada et avons tiré certaines conclusions sur les solutions conseillées.

L'étude avait pour objet d'évaluer la viabilité de l'ensemble du réseau pipelinier. Elle a toutefois démontré que les variations de l'offre et de la demande influeraient sur le fonctionnement d'une partie seulement, soit le tronçon Sarnia-Montréal du réseau de l'Interprovincial Pipe Line (IPL), de sorte que l'accent est mis sur cette partie du réseau et sur le sort qui lui sera réservé, selon les diverses éventualités.

Contexte

L'offre et la demande de pétrole peuvent influer sur la viabilité du réseau de plusieurs manières. En effet, les variations de la quantité et des types de pétrole qui y circulent peuvent avoir des incidences directes sur le coût et d'autres facteurs commerciaux (par exemple, les délais de livraison, les frais financiers, la qualité des produits) dont tiennent compte les raffineurs qui achètent du brut, lorsqu'il doivent déterminer s'il est toujours rentable d'utiliser l'oléoduc pour obtenir les approvisionnements dont ils ont besoin.

Plus important encore, plus la quantité de pétrole transporté dans un pipeline diminue, plus les tarifs (par unité de produit livré) augmentent, parce que les frais d'exploitation du tronçon sont alors répartis sur un nombre d'unités moindre. En même temps, des quantités moindres entraînent des délais de livraison plus longs, nuisant éventuellement à la production et faisant augmenter les coûts de transport et les risques pour les raffineurs.

La qualité du produit peut également diminuer parce que différents types de pétrole doivent être expédiés en même temps par le réseau, rajoutant aux coûts et aux problèmes de production.

À cause du jeu complexe de ces facteurs, il est pour le moins difficile, voire impossible, de prévoir l'utilisation et la viabilité du pipeline sans disposer de renseignements fiables sur la demande des divers pétroles qui peuvent être expédiés dans le réseau, de même que sur l'emplacement, la disponibilité et le coût des approvisionnements nécessaires pour répondre à la demande.

Dans son rapport de 1986 intitulé L'Énergie au Canada, Offre et demande 1985-2005, l'Office national de l'énergie (ONÉ) présente deux scénarios possibles de prix (un faible et l'autre élevé) et en analyse les répercussions sur les approvisionnements pétroliers. Dans les deux cas, l'ONÉ estime que les approvisionnements en brut léger de l'Ouest du Canada pourraient ne plus répondre aux besoins des raffineries de l'Ontario et de l'Ouest dès le début des années 90. Cette situation pourrait influer sur l'utilisation future du tronçon Sarnia-Montréal de l'oléoduc de l'IPL, qui répond à environ 60 % des besoins des raffineries de Montréal. Ainsi, les raffineurs de Montréal et de l'Ontario pourraient devoir trouver de nouvelles sources d'approvisionnement. Si cela se produisait, il faudrait décider du sort du tronçon Sarnia-Montréal.

Ce document met l'accent sur les questions qui seront soulevées à court et à moyen terme. La situation actuelle et passée du réseau pipelinier n'est qu'effleurée, étant donné que les renseignements à ce sujet sont déjà connus et diffusés en bonne partie. Il met plutôt en lumière l'évolution récente des marchés et de l'industrie et les tendances de l'offre et de la demande, afin d'établir le contexte des discussions sur les facteurs qui influent sur la viabilité du réseau.

Au point de vue de l'offre, mentionnons, entre autres faits nouveaux, la diminution constante de la quantité de brut léger classique produit dans l'Ouest canadien et l'augmentation de la production de brut lourd et de bitume. Il s'agit là de l'un des facteurs permettant de mettre en doute la rentabilité future du tronçon Sarnia-Montréal.

Pour ce qui est de la demande, après une diminution rapide au début des années 80, la consommation de pétrole au Canada semble s'être stabilisée. La capacité de raffinage excédentaire qui en a résulté a mené à une réorganisation importante de l'infrastructure en aval : fermetures de nombreuses raffineries, adoption de politiques de gestion des stocks beaucoup plus rigoureuses et réduction du double emploi des services et des installations de vente au détail, d'entreposage et autres sur certains marchés. Ces facteurs influent également sur la rentabilité des activités pipelinières.

Comme il n'y a eu ni augmentation de la capacité de traitement des raffineries, ni construction de nouvelles installations en amont permettant d'utiliser les approvisionnements supplémentaires en pétrole brut lourd, il a fallu écouler les excédents sur de nouveaux marchés d'exportation. D'importantes dépenses en capital ont donc été affectées au réseau de l'IPL, afin d'éviter les engorgements et de permettre le transport de quantités plus élevées de brut lourd. Ces facteurs influent également sur les décisions des raffineurs qui doivent déterminer s'il est rentable d'utiliser le pipeline, puisque ces frais commencent à se répercuter sur les structures tarifaires.

Solutions commerciales

À partir des prévisions de l'offre et de la demande de pétrole réalisées par l'ONÉ, ce document présente une évaluation des besoins régionaux en brut, de même que diverses options permettant d'y répondre. L'analyse démontre que l'industrie dispose de plusieurs solutions. L'adoption de l'une ou l'autre ou d'une combinaison de ces solutions permettrait, dans des conditions idéales, de répondre aux besoins des raffineries de l'Ouest et de l'Ontario jusqu'au milieu des années 90.

Entre autres solutions, le document traite de la réduction des exportations de produits raffinés, de l'investissement dans des infrastructures de raffinage destinées à traiter des pétroles lourds et des pétroles à haute teneur en soufre et de l'utilisation du réseau américain pour suppléer aux approvisionnements en brut de l'Ontario.

Par conséquent, peu importe les approvisionnements futurs en brut léger en provenance de l'Ouest canadien, ce sont des considérations commerciales qui détermineront principalement la rentabilité du réseau pipelinier. Comme il ne reste maintenant que deux raffineries à Montréal, le sort du tronçon Sarnia-Montréal est lié à l'utilisation qu'elles en feront. L'étude passe en revue les facteurs commerciaux dont les raffineurs tiennent compte dans le choix des charges d'alimentation; elle vise à cerner les facteurs qui peuvent influer sur le débit du tronçon Sarnia-Montréal. Abordés individuellement, ces facteurs ne justifient peut-être pas une modification des modes d'approvisionnement. Toutefois, combinés, ils se renforcent mutuellement. Par exemple, des délais de livraison plus longs, combinés à une augmentation des frais de stockage et des frais financiers et aux risques associés aux fluctuations des prix, pourraient convaincre un raffineur de se tourner vers une autre source, même s'il devrait pour cela renoncer à une certaine sécurité d'approvisionnement.

La réduction du volume transporté par un pipeline a pour effet d'allonger les délais de livraison; aussi elle modifie la structure tarifaire et le fonctionnement du pipeline. Les auteurs de l'étude examinent les répercussions commerciales d'une diminution de volume livré sur les tarifs et les activités pipelinières, car ce type de facteur commercial pourrait bien déterminer l'usage qui sera finalement fait du pipeline. De même, il faut souligner les effets éventuels du transport de brut non léger vers Montréal, tels les pétroles lourds, traités partiellement, et le brut synthétique.

Enfin, ce document examine l'effet de la Convention de couverture des déficits conclue entre l'IPL et le gouvernement du Canada. En vertu de cet accord, si le tronçon Sarnia-Montréal n'est pas utilisé, le gouvernement du Canada doit en assumer les frais fixes, tels que les taxes, l'inspection, l'entretien et l'amortissement de la dette, jusqu'en 1996. (La responsabilité pourrait atteindre près de 30 millions de dollars en 1987 et diminuer progressivement jusqu'à environ 14 millions de dollars en 1996.)

Coûts des options d'utilisation du tronçon

Si les raffineurs de Montréal réduisent les expéditions de pétrole de Sarnia à Montréal à tel point qu'il n'est plus rentable d'utiliser l'oléoduc,

alors plusieurs solutions sont envisageables. Le tronçon pourrait être mis en réserve et rempli de gaz inerte ou de pétrole brut; le débit pourrait être inversé de façon à ce que le pétrole circule d'est en ouest; ou l'oléoduc pourrait être modifié de manière à pouvoir transporter du pétrole dans l'une ou l'autre direction. Toutes ces options devraient toutefois faire l'objet d'une demande à l'ONÉ et d'audiences publiques. Le gouvernement devrait également approuver les recommandations de l'ONÉ. Pour chacune de ces options, il faut tenir compte de différents coûts et d'autres facteurs.

Il en coûterait environ trois (3) millions de dollars, plus des frais d'entretien annuels, pour mettre en réserve le tronçon Sarnia-Montréal, s'il était rempli de gaz inerte. Le coût de mise en réserve du tronçon et de remplissage de pétrole brut serait minime, mais les frais annuels d'intérêt sur le pétrole stocké totaliseraient environ six (6) millions de dollars. Cette approche présente toutefois l'avantage qu'en cas d'urgence, il serait possible de livrer aux raffineries de Montréal du pétrole brut canadien sept jours plus tôt que si le brut était remplacé par du gaz inerte avant la mise en réserve du tronçon. (Le tronçon mis en réserve contiendrait environ 365 000 m^3 de pétrole, soit l'équivalent d'environ onze jours d'approvisionnements pour les raffineries de Montréal. Ainsi, au point de vue de la sécurité énergétique, il ne serait avantageux de remplir le tronçon de pétrole que si d'autres quantités de pétrole sont disponibles une fois qu'aura été utilisé le pétrole stocké en pipeline.)

Le coût d'une inversion de l'oléoduc de sorte que le pétrole puisse être expédié de l'Est vers l'Ouest pourrait varier de 20 millions à 100 millions de dollars, selon le nombre de stations de pompage touchées, la capacité de stockage à ajouter à l'extrémité de la ligne, le nombre d'embranchements à construire et les autres améliorations à effectuer. Les travaux pourraient prendre d'un à trois ans, selon la méthode choisie. En outre, les dépenses de capital requises pour accroître la capacité du pipeline Portland-Montréal, en vue de répondre aux besoins des raffineries de Montréal et de l'Ontario, seraient de l'ordre de 3 à 8 millions de dollars.

Cependant, pour que les raffineries de l'Ontario puissent continuer de concurrencer les raffineries américaines, il ne faudrait pas que les frais de transport du pétrole par le réseau Portland-Montréal et le pipeline Montréal-Sarnia inversé soient beaucoup plus élevés que ceux du réseau médio-continental américain. Le coût de livraison du pétrole de Portland jusqu'à Sarnia sera fonction du débit et de l'investissement initial requis pour inverser l'écoulement et accroître la capacité des pipelines.

Les dépenses de capital associées au transport bidirectionnel dépasseraient le coût d'une inversion d'environ 10 millions de dollars. Cependant, les frais d'exploitation d'un pipeline bidirectionnel seraient légèrement plus élevés que ceux d'un pipeline unidirectionnel, puisque les délais de livraison seraient plus longs et que les frais financiers et le coût des stocks en canalisation seraient plus élevés.

Une autre possibilité d'exploitation du pipeline Sarnia-Montréal serait de livrer le pétrole d'outre-mer aux raffineries de l'Ontario par le réseau médio-continental américain. Il existe plusieurs pipelines reliant l'Ontario et la côte américaine du Golfe du Mexique, mais à l'heure actuelle,

les pipelines de Capline et de Chicap reliant la Louisiane à la région de Chicago ne sont pas exploités à capacité. La construction d'une ligne de connexion entre Chicago et le réseau de Lakehead, qui sera achevée plus tard cette année, donnera aux raffineurs de l'Ontario accès au pétrole brut d'outre-mer à prix concurrentiel et améliorera leur accès au pétrole brut américain. Cependant, à mesure que baisseront les approvisionnements en brut nord-américain, les raffineurs du nord des États-Unis devront importer plus de brut par le réseau médio-continental, ce qui pourrait causer des embouteillages. Les pressions commerciales finiront par résoudre le problème d'engorgement, mais il faudra peut-être augmenter les droits.

Puisque le réseau médio-continental américain n'est pas actuellement exploité à capacité, les raffineurs de l'Ontario ne devraient avoir aucun problème à se procurer des approvisonnements additionnels en pétrole étranger. Cette situation pourrait également représenter une solution provisoire, en attendant qu'une décision soit prise au sujet de l'avenir du pipeline Sarnia-Montréal et que les mesures nécessaires soient mises en oeuvre. Peu importe la décision, il est probable que les raffineurs de l'Ontario commenceraient à importer du pétrole par le réseau médio-continental, ne serait-ce que pour augmenter les volumes suffisamment pour rendre concurrentiels les tarifs imposés pour l'expédition des mêmes volumes par le pipeline Sarnia-Montréal inversé.

En résumé, s'il devenait nécessaire d'augmenter le volume des importations, l'inversion du pipeline Sarnia-Montréal ne représenterait pas la seule méthode de livraison du pétrole brut vers les raffineries de l'Ontario; le réseau médio-continental américain est une autre possibilité qui existe déjà. Toute évaluation du coût des diverses options doit en tenir compte.

Utilisations possibles du pipeline Sarnia-Montréal

D'une manière pratique, il existe quatre façons d'exploiter le pipeline Sarnia-Montréal au cours de la prochaine décennie : maintenir le statu quo (mouvement d'ouest en est), inverser le débit, modifier le pipeline de façon à pouvoir transporter les produits dans les deux directions, ou le mettre en réserve. (Ce n'est pas là une liste complète des possibilités, mais plutôt une liste des utilisations les plus plausibles dans l'avenir prévisible.) La rentabilité de l'une ou l'autre de ces utilisations dépendra de la tournure des événements. L'étude examine donc les facteurs qui pourraient contribuer au choix d'une de ces options et décrit les circonstances dans lesquelles elle serait plus vraisemblable.

(i) Expéditions d'ouest en est

À court terme, la canalisation pourrait être fermée à n'importe quel moment, malgré la disponibilité de vastes quantités de pétrole brut léger, si les prix du brut léger canadien demeuraient, pendant une longue période, de beaucoup supérieurs à ceux des approvisionnements d'outre-mer. Dans ce cas, les raffineurs de Montréal pourraient chercher à se procurer un plus grand volume d'approvisionnements importés, ou encore les producteurs canadiens pourraient s'intéresser davantage aux marchés américains. Cependant, malgré l'instabilité des prix internationaux,

il n'y a aucune raison évidente pour que, à court et à moyen terme, les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien varient considérablement par rapport aux prix du brut d'outre-mer. Le transport de produits d'ouest en est pourrait demeurer rentable si l'on continuait d'expédier des volumes de brut non léger vers Montréal et si l'on décidait d'acheminer par le pipeline des quantités additionnelles de pétrole brut lourd destiné à l'exportation et au remplacement des volumes actuellement importés au Québec. On pourrait également y expédier du brut léger acide en provenance de l'Ouest du Canada, que les raffineurs de l'Ontario sont incapables de traiter en raison de sa teneur élevée en soufre. Si l'on approuvait la modification du pipeline pour l'adapter au transport à haute pression, l'expédition de liquides de gaz naturel vers Montréal pourrait également contribuer à assurer le maintien du mode ouest-est.

(ii) Mise en réserve

Une autre option serait de fermer le tronçon et de le mettre en réserve pendant quelques années; cette option pourrait être combinée à une autre mesure. Par exemple, en prévision de l'inversion du pipeline, une fermeture provisoire pourrait permettre au déficit en pétrole brut dont souffre l'Ontario de grossir suffisamment pour assurer la rentabilité du débit d'est en ouest. Par contre, après une telle fermeture, l'augmentation de la production dans l'ouest du pays et dans les terres domaniales pourrait entraîner la reprise des expéditions d'ouest en est dans les années 90.

(iii) Inversion du pipeline

L'inversion du débit du pipeline Sarnia-Montréal pourrait améliorer la sécurité des approvisionnements des raffineries de l'Ontario; cependant, cette option ne serait rentable que si les tarifs étaient comparables ou inférieurs à ceux du réseau médio-continental américain. Les raffineries de l'Ontario auraient alors à supporter les frais de livraison du pétrole brut les plus élevés en Amérique du Nord, puisqu'elles se trouvent à l'extrémité de tous les pipelines qui transportent du pétrole brut. Les rapports de coûts de livraison entre le pipeline Sarnia-Montréal et le réseau médio-continental varieraient en fonction de la capacité inutilisée de ce dernier, du coût d'une augmentation de sa capacité, des volumes pouvant être pris en charge par les deux pipelines et de l'investissement initial requis pour inverser le pipeline Sarnia-Montréal.

(iv) Transport bidirectionnel

L'utilisation de l'oléoduc en mode bidirectionnel pourrait également représenter une solution provisoire, qui serait mise en oeuvre en attendant l'inversion pure et simple du pipeline. Du point de vue de la sécurité des approvisionnements, les coûts d'immobilisation requis pour préserver la possibilité de rétablir d'urgence la direction ouest-est après une éventuelle inversion, ne serait que légèrement supérieurs à ceux que nécessiterait une inversion pure et simple du pipeline.

Quelle est la probabilité que l'une de ces possibilités se réalise, entraînant dans son sillage la décision de changer l'utilisation du pipeline Sarnia-Montréal? Actuellement, nous ne disposons tout simplement pas de données suffisantes pour prévoir les résultats avec certitude. Les gouvernements ne sont donc pas encore en mesure de prendre une décision. Il se peut aussi qu'ils n'aient pas à le faire, puisqu'il pourrait s'avérer inutile de modifier le mode d'exploitation du pipeline Sarnia-Montréal pour satisfaire aux besoins des raffineries de l'Ontario.

Sécurité des approvisionnements

On peut s'attendre à ce que les raffineurs de l'Ontario tentent de trouver l'option la plus rentable en ce qui a trait à leurs futurs approvisionnements. Cependant, il est loin d'être certain que l'inversion du tronçon Sarnia-Montréal représente la meilleure façon d'assurer des approvisionnements aux raffineries ontariennes. Du strict point de vue de la sécurité des approvisionnements, il importe peu que le brut soit livré par Portland ou par le réseau médio-continental américain. Cependant, le fait d'inverser le débit du pipeline Sarnia-Montréal sans prévoir la possibilité d'un transport bidirectionnel aurait pour effet de couper le lien pipelinier entre le brut canadien de l'Ouest et les raffineurs de Montréal. La simple fermeture du tronçon ne nuirait pas outre mesure à la sécurité des approvisionnements des raffineurs de Montréal, par rapport au statu quo, dans la mesure où la capacité de production de brut léger demeure suffisante dans l'ouest du Canada.

Rôle possible du gouvernement

Outre le manque d'informations fiables, les répercussions considérables que pourraient avoir les décisions du gouvernement au sujet de l'utilisation future du pipeline militent aussi contre la mise en oeuvre de mesures, à ce moment-ci. Les choix sont variés: laisser le secteur commercial et les organismes de réglementation décider de l'avenir du tronçon, contribuer à sa remise en service advenant une situation d'urgence en payant le coût de remplissage, réglementer les importations, les exportations ou les deux afin d'accroître l'utilisation, et aider les consommateurs à payer les droits de transport de façon à assurer la poursuite des opérations ou l'inversion du débit, le cas échéant.

Le gouvernement pourrait laisser le secteur commercial et les organismes de réglementation décider. Tout changement de situation du tronçon exigerait vraisemblablement la tenue d'audiences par l'ONÉ. Aux termes de la Convention de couverture des déficits conclue avec l'IPL, toute décision de l'ONÉ d'autoriser la fermeture ou l'inversion d'ici 1996 devra également être approuvée par le gouvernement du Canada.

Si la canalisation était fermée, le gouvernement pourrait faire en sorte que l'oléoduc puisse être remis en service plus rapidement dans une situation d'urgence, en le laissant rempli de pétrole brut; cependant, cette possibilité coûterait environ six (6) millions de dollars par année. Dans le cas où la décision serait prise d'inverser le débit du pipeline, une façon d'améliorer la sécurité des approvisionnements serait d'y permettre le transport bidirectionnel.

La réglementation des importations ou des exportations de pétrole, afin d'obliger les raffineurs de Montréal à utiliser du brut intérieur et à poursuivre les mouvements d'ouest en est, ne donnerait les résultats escomptés que si la capacité de production de brut léger demeurait suffisante dans l'ouest du Canada. En outre, une telle mesure ne cadrerait pas avec la politique de déréglementation du marché du pétrole et elle diminuerait l'efficacité de celui-ci tout en haussant les prix. Producteurs, raffineurs, consommateurs et contribuables auraient à partager les coûts plus élevés qui découleraient de ce genre de réglementation.

Si le gouvernement aidait les consommateurs à payer les droits de transport en vue de maintenir les mouvements d'ouest en est ou de réduire la charge des coûts associés à l'inversion du pipeline, il se trouverait du même coup à modifier les mouvements de pétrole brut et les rapports des coûts des charges d'alimentation entre les régions. Outre qu'elle risquerait de lui coûter très cher, cette mesure ne serait pas efficace, sauf s'il restait suffisamment d'approvisionnements en pétrole brut dans l'ouest du Canada.

Conclusions

L'avenir commercial du pipeline Sarnia-Montréal demeure très incertain. Les données dont nous disposons sont trop peu suffisantes pour nous permettre de prévoir sans équivoque ou avec quelque certitude la suite des événements, et on ne peut donc pas s'y fier pour formuler des recommandations. Au cours des trois à cinq prochaines années, il semble probable que la canalisation continuera d'être exploitée commercialement pour le transport du pétrole d'ouest en est. Si les prix du pétrole importé venaient à rivaliser avec ceux du pétrole brut léger canadien pendant une période de temps suffisamment longue, les raffineurs de Montréal pourraient décider d'utiliser uniquement le pétrole importé. Cependant, cette éventualité semble peu probable à court terme. Il serait donc imprudent d'intervenir, car toute mesure pourrait être coûteuse et, en même temps, demeurer stérile.

Pour se procurer le pétrole importé dont elle aura besoin, le cas échéant, l'Ontario commencera probablement par utiliser le réseau médio-continental américain. D'après le taux de croissance et l'ampleur du déficit pétrolier de la province, ce système de livraison pourrait être le plus rentable à la longue. Cette éventualité permettrait en même temps de maintenir les mouvements d'ouest en est et de fermer temporairement le tronçon Sarnia-Montréal. Un pipeline Sarnia-Montréal inversé ne serait pas rentable face au réseau médio-continental américain, sauf si le déficit pétrolier de l'Ontario demeurait assez élevé, par exemple de l'ordre de 16 000 à 32 000 m^3/d, pendant au moins plusieurs années. Ainsi, l'inversion du débit pourrait ne jamais devenir une option rentable, puisqu'elle dépend d'une combinaison de facteurs dont la réalisation semble peu probable, compte tenu des renseignements actuels. Raison de plus d'attendre de voir la tournure des événements, avant d'arrêter son choix.

Enfin, dès 1995, la hausse des prix pourrait bien recréer les conditions propices à l'accumulation de stocks suffisants de pétrole de l'Ouest canadien pour justifier le maintien des mouvements d'ouest en est jusqu'à Montréal. Toute intervention immédiate deviendrait alors superflue.

Il pourrait être nécessaire d'effectuer une fermeture temporaire d'ici 1995, mais, encore là, le gouvernement n'a pas à intervenir tout de suite, puisque cette décision serait fondée sur des motifs commerciaux et qu'elle ferait l'objet d'un examen de la part des organismes de réglementation. En outre, il n'y aurait pas lieu de s'alarmer de cette décision, car les chances sont bonnes pour que les approvisionnements augmentent, ce qui justifierait l'exploitation commerciale de l'oléoduc.

Bref, il ressort de cette analyse des divers scénarios d'approvisionnement en brut et de leurs répercussions sur la viabilité du pipeline que les gouvernements devraient se garder d'intervenir pour l'instant, principalement parce que les données sur lesquelles s'appuyerait toute décision en ce sens n'existent pas et ne seront pas connues pendant plusieurs années. L'étude souligne qu'il est important d'examiner à plus long terme la situation de l'offre et la demande de pétrole et de fonder sur cette analyse toute mesure ou décision gouvernementale relative à l'avenir de l'oléoduc. Dans ces conditions, la meilleure solution à l'heure actuelle serait d'éviter toute intervention coûteuse et possiblement inutile jusqu'à plus ample informé.

1.0 INTRODUCTION

Dans le présent rapport, nous essaierons de faire la distinction entre, d'une part, les facteurs d'ordre structurel à long terme ayant des incidences sur la viabilité du réseau des pipelines et, d'autre part, les questions à courte échéance qui, malgré l'intérêt qu'elles suscitent toujours, risquent peu d'influer sur la viabilité fondamentale du réseau. Nous passerons en revue les différents facteurs qui influent sur l'utilisation du réseau de pipelines, tels que les besoins des raffineries en charges d'alimentation, afin de déterminer les incidences possibles et les situations qui peuvent en découler. Le plus souvent, les situations décrites représentent des scénarios fondés sur l'état des choses actuel et prévu, en l'absence de toute perturbation violente ou intervention extérieure importante.

En octobre 1986, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a publié un rapport intitulé L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005. Ce document sert de toile de fond pour l'évaluation des diverses possibilités. La présente analyse résume les conclusions du rapport en question, simplement pour placer le lecteur en contexte. Pour obtenir des renseignements de base plus détaillés, il faut consulter les annexes du présent document ou le rapport de l'ONÉ.

Le rapport de l'ONÉ est fondé sur deux scénarios de prix, mais par souci de concision et de clarté, nous avons jugé bon de n'en utiliser qu'un seul comme base de notre analyse, le scénario de prix élevé. Il a été choisi parce qu'il est plus susceptible de se réaliser que le scénario de prix bas. Toutefois, nous avons utilisé au besoin ce dernier pour analyser les choses en regard d'une situation plus "pessimiste".

Ce document passe en revue les facteurs susceptibles d'influer sur l'utilisation des pipelines, en vue de déterminer la vulnérabilité du réseau. Bien entendu, il est difficile, voire impossible, d'évaluer précisément les incidences de certains facteurs, mais nous pouvons au moins examiner les tendances qui se dessinent et leurs conséquences.

Finalement, nous examinons certaines mesures à la portée du gouvernement pour influer sur l'utilisation des pipelines, de même que les incidences qu'elles pourraient avoir.

2.0 RENSEIGNEMENTS DE BASE

2.1 Interprovincial Pipe Line Limited
Historique du réseau

L'Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) a été constituée en société aux termes d'une loi spéciale du Parlement du Canada, le 30 avril 1949. La Lakehead Pipe Line Company Inc., filiale à part entière incorporée aux États-Unis le 29 août de la même année, exploite la partie américaine du réseau.

À l'heure actuelle, le réseau de l'Interprovincial se compose de : a) trois canalisations parallèles entre Edmonton et Superior, au Wisconsin; b) deux tronçons reliant Superior et Sarnia, en Ontario - l'un qui passe par le détroit de Mackinac (pétrole brut léger et LGN), l'autre qui passe par Chicago; c) deux canalisations entre Sarnia et la région de Toronto ayant des embranchements vers Buffalo (New York) et Nanticoke (Ontario); et d) un tronçon pour le transport du pétrole brut de Sarnia à Montréal ayant un embranchement partant de la raffinerie de Petro-Canada à Clarkson, en Ontario.

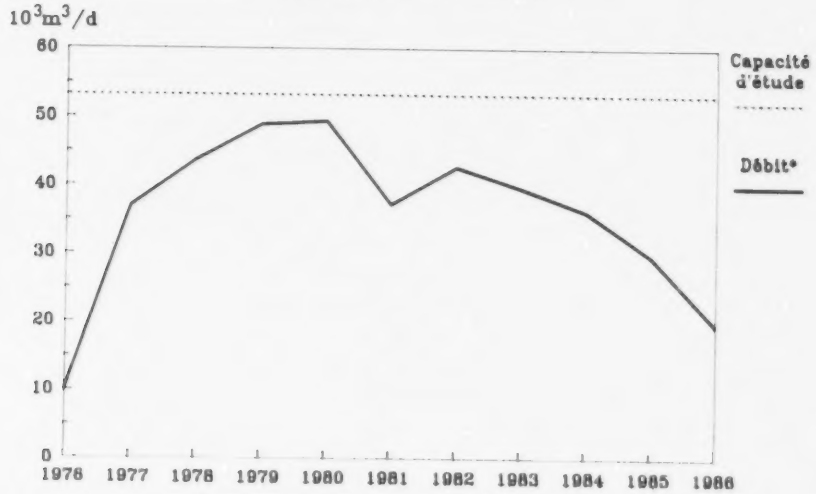
Le réseau IPL/Lakehead relève de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ), au Canada, et de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), aux États-Unis.

Le réseau de l'Interprovincial fut implanté en 1947 pour le transport du pétrole brut entre le gisement de Leduc, en Alberta, et Regina; à l'origine, IPL était une filiale à part entière de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée. Avant que les plans ne soient complètement réalisés, d'autres gisements de pétrole furent découverts près de Redwater, en Alberta, et il a été convenu de prolonger le pipeline jusqu'à Superior, au Wisconsin, près de Duluth, au Minnesota. À cette époque, d'autres compagnies pétrolières furent invitées à acquérir une part des intérêts du pipeline prolongé, et la part de l'Impériale est alors passée à 33 %. Les autres actionnaires initiaux se répartissaient comme suit : Gulf (7 %), Shell (2 %) et quelque 22 000 actionnaires se partageant les 58 % restant, chacun détenant moins de 2 % des actions. En 1983, Hiram Walker Resources Ltd., qui devint en 1986 une filiale de Gulf Canada, a acquis 34 % des intérêts. Actuellement, l'Impériale possède 22 % des actions.

L'annexe I résume les événements importants qui ont marqué le développement du réseau PIL/Lakehead.

Graphique 1

IPL, PIPELINE SARNIA – MONTRÉAL
CAPACITÉ ET DÉBIT



*Comprend les transferts à l'est de Montréal 1982 à 1985

Source: Interprovincial Pipeline.

2.1.1 Droits

Actuellement, dans un régime de marché libre, les prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel canadiens sont établis, essentiellement, sur les grands marchés de consommation du Midwest et du nord-est des États-Unis. Par conséquent, les producteurs canadiens doivent absorber les frais de transport de leurs produits vers ces marchés. Au delà de ces destinations, les frais de transport vers Toronto et Montréal sont assumés par les acheteurs, c'est-à-dire les raffineries, les usines de produits pétrochimiques et les autres utilisateurs. Pour ce qui est des produits pétroliers raffinés acheminés d'Edmonton vers divers points en Saskatchewan et au Manitoba, les prix sont fixés à Edmonton, et les frais de transport sont assumés par l'acheteur.

Les droits de transport qui sont imposés servent au remboursement des dettes et au paiement des frais d'exploitation; le taux de rendement des capitaux propres a été de 15,25 % en 1986. Les droits imposés sur les divers produits varient en fonction des frais de transport de chacun. Pour cette raison, on a fixé, pour le brut léger, un taux de base auquel s'ajoutent des surcharges pour le pétrole brut moyen et le pétrole brut lourd (5 et 15 %). Des frais précis ($/m^3) s'appliquent aux produits pétroliers raffinés et aux liquides de gaz naturel (LGN). Le tableau 1 indique des droits représentatifs exigés en 1987, à Edmonton :

Droits provisoires d'IPL - 1987
$/m^3

	Regina	Sarnia	Montréal
Pétrole brut léger	1,96	7,56	9,61
Pétrole brut moyen	7,93	7,93	10,07
Pétrole brut lourd	2,26	8,68	11,00
Prod. pétroliers raffinés	2,05	-	-
Liquides de gaz naturel	-	8,04	-

2.2 Montreal Pipe Line Company Limited
Historique du réseau

La Montreal Pipe Line Company Ltd. et sa filiale à part entière, Portland Pipe Line Corporation, possèdent et exploitent un réseau pipelinier de transport du pétrole brut qui s'étend de Portland, au Maine, à Montréal, au Québec.

La Montreal Pipe Line Company Ltd. a été constituée en société en 1941 en vertu de la Loi sur les corporations canadiennes, et la Portland Pipe Line Corporation a été incorporée la même année aux États-Unis. L'entreprise canadienne relève de l'Office national de l'énergie (ONÉ) et la société américaine, de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis.

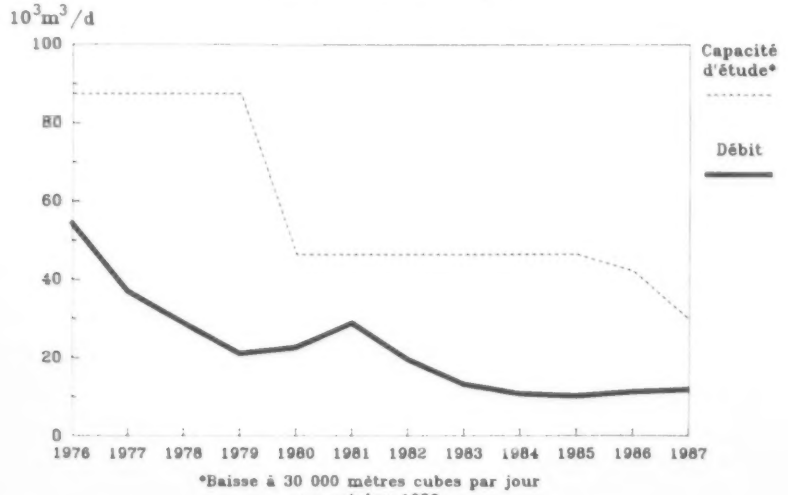
Le réseau regroupe : a) un terminal de déchargement des pétroliers et des réservoirs à South Portland, au Maine; b) deux canalisations principales entre South Portland et Montréal-Est - un pipeline de 18 pouces de diamètre construit en 1950 et un autre de 24 pouces de diamètre installé en 1965; et c) huit stations de pompage et des conduites de livraison reliées aux raffineries desservies, à Montréal-Est.

Grâce à ce réseau, on élimine 3 000 kilomètres de transport par pétrolier, on peut utiliser des pétroliers plus gros que ceux pouvant mouiller à Montréal et la livraison se fait sans interruption, toute l'année.

Au milieu de 1975, la capacité du réseau, qui comptait alors trois pipelines, était de 87 000 m^3/d (550 000 b/d). Après la mise en service du pipeline d'IPL entre Sarnia et Montréal, en 1976, la capacité du réseau Portland-Montréal est passée à 43 000 m^3/d (268 000 b/d), l'un des trois pipelines n'étant plus utilisé. En 1981, la société a cessé d'exploiter le pipeline de 12 pouces de diamètre qui avait été construit en 1941, de même que les installations connexes, en surface. En novembre 1986, l'Office national de l'énergie a accordé à Shell Canada la permission de convertir le pipeline inutilisé de 18 pouces de diamètre pour le transport du gaz naturel. Ainsi, la capacité du réseau diminuera encore pour passer à environ 30 000 m^3/d (190 000 b/d). Le graphique 2 indique la capacité et le débit du réseau Portland-Montréal entre 1976 et 1986.

Graphique 2

PIPELINE PORTLAND – MONTRÉAL
CAPACITÉ ET DÉBIT



*Baisse à 30 000 mètres cubes par jour en octobre 1986.

Source: Portland Pipeline ; Office national de l'énergie.

2.2.1 Propriétaires

Le réseau de pipelines appartient aux compagnies suivantes :

Compagnie Pétrolière Impériale	32 %
Ultramar Canada	16 %
Shell Canada	16 %
Texaco Canada	16 %
Petro-Canada	10 %
Produits Petro-Canada	10 %

2.2.2 Droits

Les droits perçus sur Portland-Montréal varient selon la période de l'année, soit de 7,40 $/m^3 de janvier à mars à 4,83 $/m^3 d'avril à décembre. Une surcharge de 0,25 $/m^3 est imposée pour le pétrole très visqueux.

2.3 Modification du cadre d'exploitation

Depuis la fin des années 70, un certain nombre de facteurs ont entraîné des modifications importantes du cadre d'exploitation du réseau intérieur de transport du pétrole brut. Mentionnons, entre autres, la réglementation des prix du pétrole (et leur déréglementation en 1985), la baisse de la demande de pétrole au Canada, la fermeture de raffineries et l'augmentation de la production de pétrole brut plus lourd dans l'Ouest canadien.

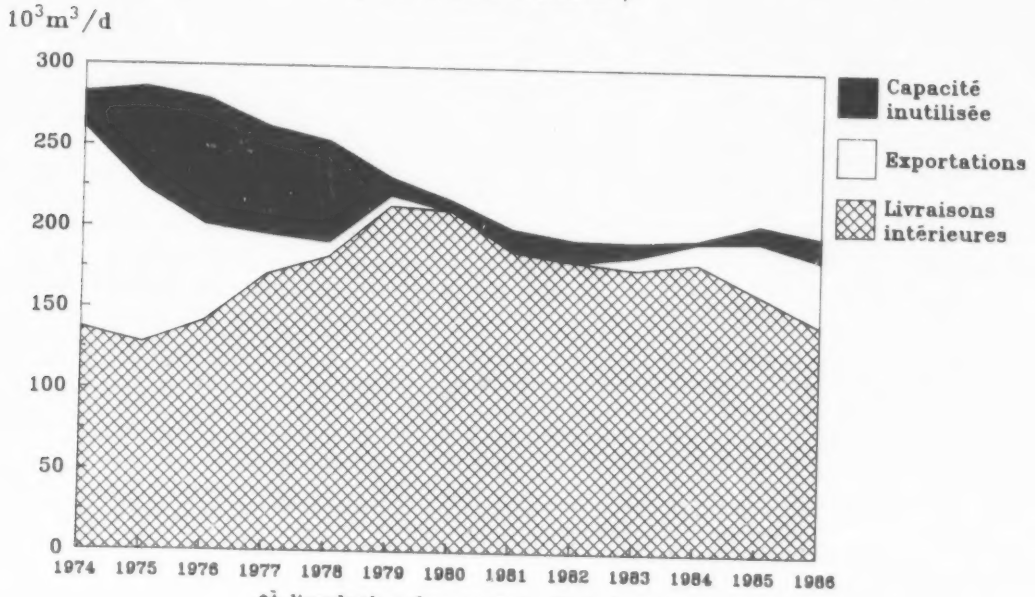
Par suite des efforts déployés en vue de faciliter l'accès des raffineurs canadiens au pétrole brut intérieur, le gouvernement a décidé, en 1975, de prolonger le réseau de l'Interprovincial de Sarnia à Montréal. Dans son rapport sur l'offre publié en 1974, l'Office national de l'énergie conclut que les utilisateurs de Montréal commenceraient à manquer de pétrole brut canadien au début des années 80. Par conséquent, la durée de vie du pipeline ne serait pas nécessairement de vingt ans, soit la période d'amortissement normale. Pour cette raison, l'ONÉ a exigé que le pipeline soit construit de manière à permettre l'inversion de l'écoulement (transport des produits d'est en ouest). Le gouvernement du Canada a également accepté, aux termes d'une convention de couverture des déficits (annexe VI), de compenser les manques à gagner causés par la fermeture précoce du pipeline. Celui-ci a été entièrement financé à partir d'emprunts, et l'Interprovincial ne touche pas de revenu provenant des capitaux engagés dans cette portion du réseau.

Comme le montre le graphique 3, la capacité de production de pétrole brut léger du Canada a effectivement diminué entre 1975, année où elle a atteint un sommet, et le début des années 80; cette situation traduit l'absence de découvertes importantes et l'épuisement naturel des gisements. Cependant, la diminution de la capacité a été moins marquée que prévu. En outre, en 1984 et en 1985, la capacité a augmenté légèrement à cause de l'ajout des gisements de Norman Wells, dans les T. N.-O., et des diverses mesures d'encouragement offertes à l'exploitation de nouvelles sources de pétrole. Toutefois, en 1986, l'épuisement naturel des réserves de pétrole brut léger de l'Ouest redevient évident.

Graphique 3

CAPACITÉ DE PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT LÉGER*

(diluants exclus)

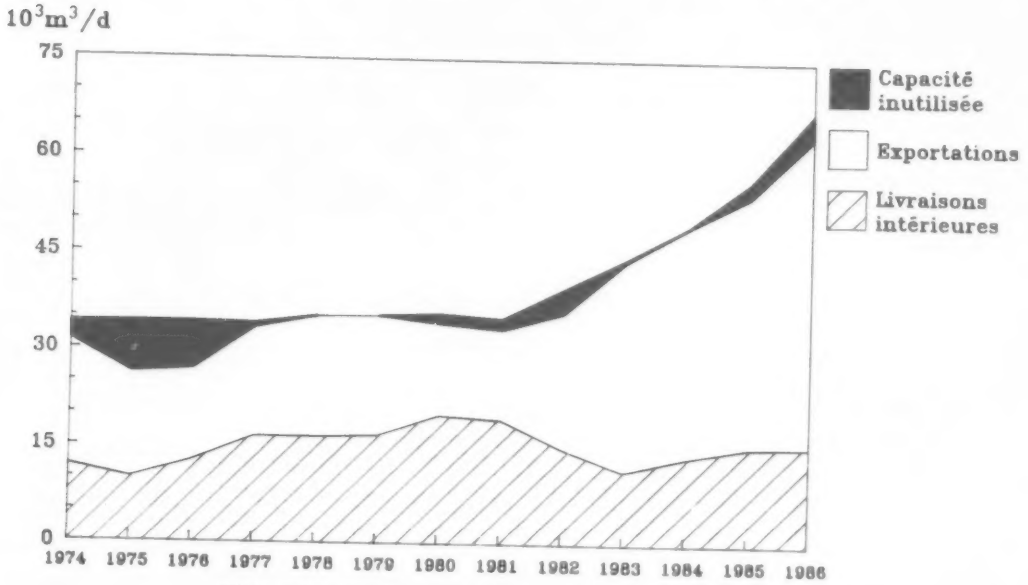


*À l'exclusion du propane, du butane et de l'éthane.

Source: Données fournies par les raffineurs à l'Office national de l'énergie.

Graphique 4

CAPACITÉ DE PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT LOURD*



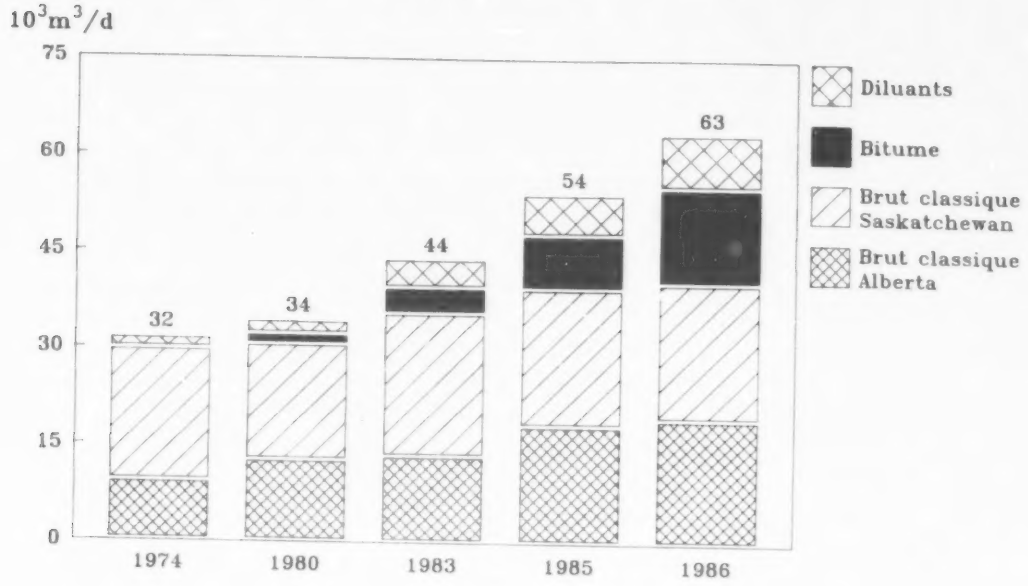
*Rajustée selon les variations de stocks.

Source: Donneés fournies par les raffineurs à l'Office national de l'énergie.

Par contre, la capacité de production du pétrole brut lourd est demeurée relativement constante au cours des années 70. En 1982, grâce aux divers stimulants dont les effets commençaient à se faire sentir, elle a augmenté brusquement et elle a plus que doublé entre 1981 et 1986. Comme le montre le graphique 4, presque toute la production supplémentaire a été exportée. Il est important de noter que la hausse de production est due en grande partie au bitume, produit dérivé de l'exploitation des sables pétrolifères (voir le graphique 5). Le bitume, qui est plus lourd que le brut lourd classique, doit être mélangé à de grandes quantités de diluants pour pouvoir être transporté par pipeline. Depuis longtemps, on utilise à cette fin les pentanes plus ou condensats des liquides extraits du gaz naturel parce qu'ils sont relativement peu coûteux et faciles à obtenir.

Graphique 5

INTRANTS À LA PRODUCTION DE BRUT LOURD

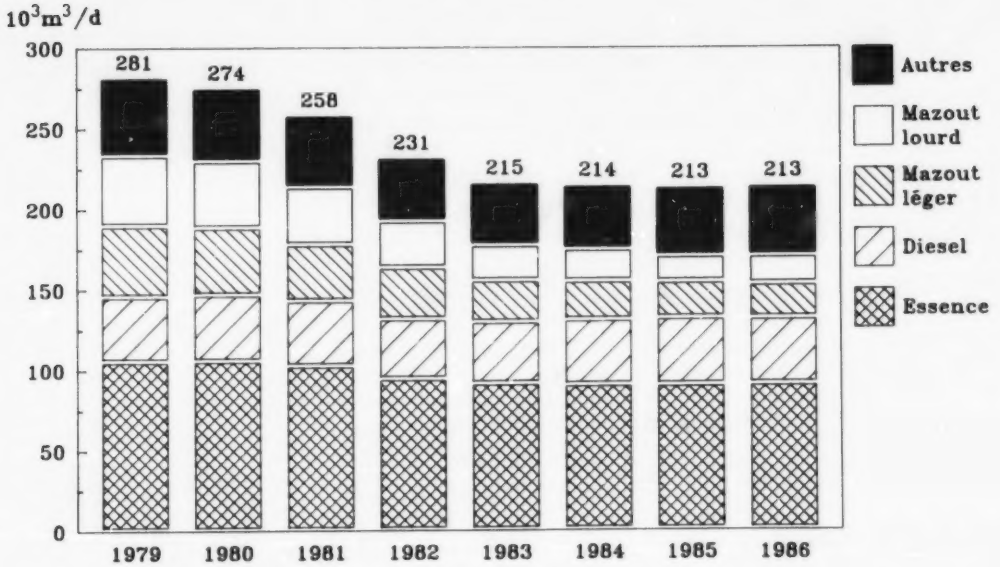


Source: Office national de l'énergie.

La consommation de produits pétroliers au Canada a baissé assez rapidement au début des années 80 (voir le graphique 6), par suite de la hausse des prix et du ralentissement de l'activité économique, auxquels se sont ajoutés divers programmes visant à encourager les économies d'énergie et le remplacement du pétrole. Une grande part de cette diminution est attribuable, en grande partie, à une baisse de la consommation de mazout domestique et de mazout lourd, de substitution facile. Par contre, le recul de la consommation de carburant de transport a été beaucoup moins marqué.

Graphique 6

CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS AU CANADA*
1979 – 1986

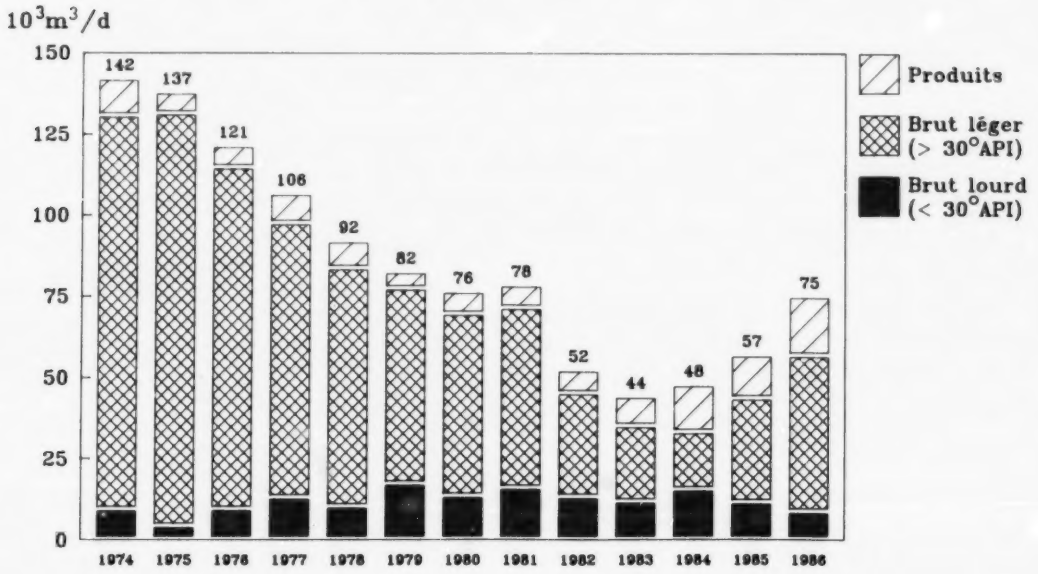


*Chiffre d'affaires net (combustible et pertes au raffinage exclus)

Source: Statistique Canada.

Graphique 7

IMPORTATIONS DE PÉTROLE AU CANADA
(volume brut)



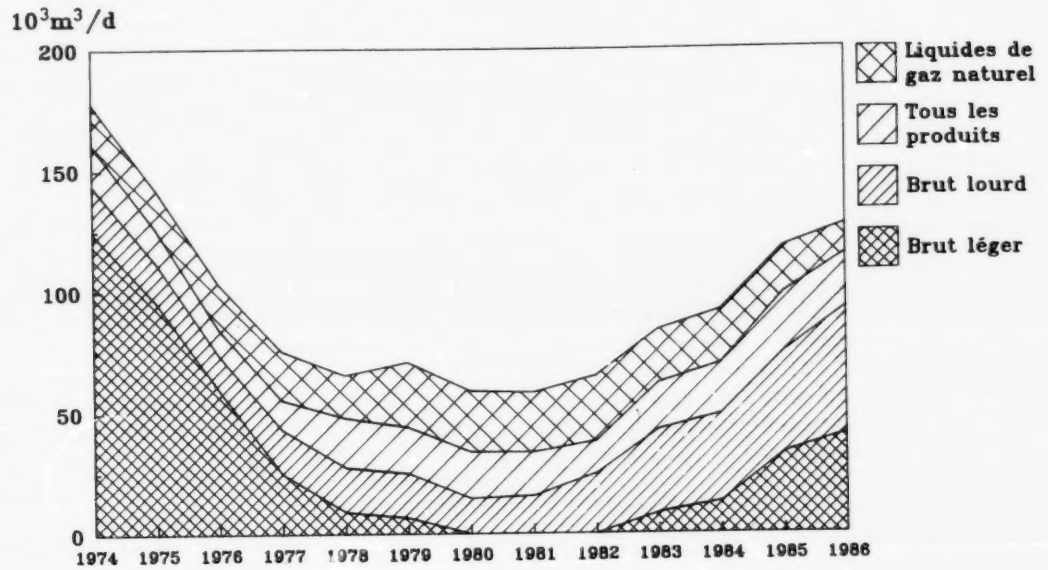
Source: Données fournies par les raffineurs à Statistique Canada.

Les importations de produits pétroliers au Canada ont, elles aussi, connu une régression rapide au cours de la dernière moitié des années 70 et au début des années 80 (voir le graphique 7), lorsque le pétrole brut auparavant destiné à l'exportation était dirigé vers les marchés canadiens et, par la suite, que la consommation chutait dans l'est du pays. Après 1983, le rythme des importations a repris tandis que l'on recommençait à exporter le brut léger, ce qui a eu pour effet d'augmenter les ventes de pétrole de l'Ouest canadien sur les marchés du sud plutôt que sur les marchés de l'est du Canada. Les exportations de pétrole brut canadien, qui avaient baissé régulièrement après 1974 à la suite des mesures de contrôle des exportations, ont atteint un palier au début des années 80 et ont ensuite augmenté rapidement vers 1986, pour atteindre des niveaux presque équivalents à ceux du milieu des années 70. Toutefois, la proportion de brut léger était beaucoup moins importante qu'elle ne l'était au milieu des années 70, tandis que le brut lourd et les produits raffinés comptaient pour bien plus de la moitié des exportations totales (voir le graphique 8).

Les changements apportés au niveau de la production de pétrole brut influent sur la capacité du réseau de l'Interprovincial, du fait que le transport des bruts plus lourds et plus visqueux prend plus de temps et rend plus difficile la séparation des divers envois. Pour cette raison, l'Interprovincial a apporté dernièrement plusieurs modifications à son réseau, principalement dans les Prairies, de manière à pouvoir effectuer le transport de tout le pétrole lourd et léger dont on prévoit la production. La plus récente étape du programme d'expansion et de désengorgement entrepris par l'IPL sera achevée à la fin de 1987.

Graphique 8

EXPORTATIONS DE PÉTROLE



Source: Statistique Canada;
Office national de l'énergie.

2.4 Offre prévue de pétrole brut

L'Office national de l'énergie établit des prévisions distinctes des approvisionnements en pentanes plus, en pétrole synthétique, en pétrole classique léger, en pétrole brut lourd et en bitume ainsi que de la production dans les terres domaniales. Cependant, aux fins d'analyse, ces divers produits sont regroupés dans deux catégories : le brut léger et le brut lourd. Les prévisions sont fondées sur deux scénarios de prix, le scénario de prix élevé (27 $ US de 1986 par baril en 2005) et le scénario de prix bas (18 $ US par baril (dollars de 1986)).

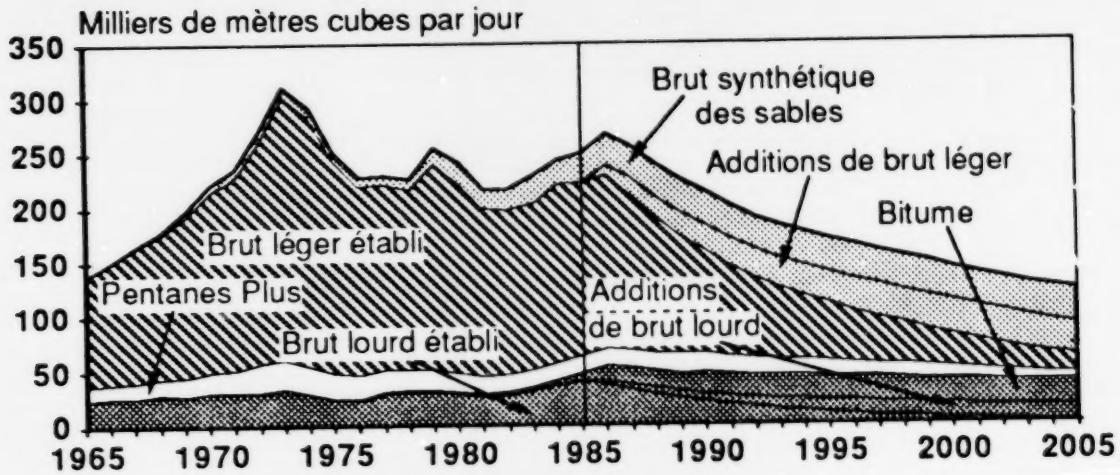
Dans le scénario de cherté, l'ONÉ prévoit que la production pétrolière totale du Canada sera d'environ 240 000 m^3/d en 2005, comparativement à 110 000 m^3/d, si le prix est bas. Le principal facteur qui explique cet écart est l'accroissement de la production de bitume jusqu'au début des années 90 ainsi que l'arrivée sur le marché de produits provenant des terres domaniales et l'établissement d'usines de valorisation à compter du milieu des années 90 jusqu'en 2005, suivant le scénario de prix élevé.

Dans les deux cas, on prévoit une baisse des approvisionnements de pétrole brut léger et des produits équivalents; dans l'hypothèse de prix bas, en 2005, l'offre correspondra à environ 40 % des approvisionnements de 1985 tandis que, dans l'autre scénario, elle correspondra à 63 % des approvisionnements de 1985. Dans le scénario de prix élevé, l'augmentation de stocks de brut léger est due, principalement, aux additions plus importantes aux réserves classiques, aux approvisionnements des terres domaniales (Hibernia) et à deux usines de valorisation, en plus de l'usine de valorisation de la Federated CO-OP à Regina, prévue également dans le scénario de prix bas.

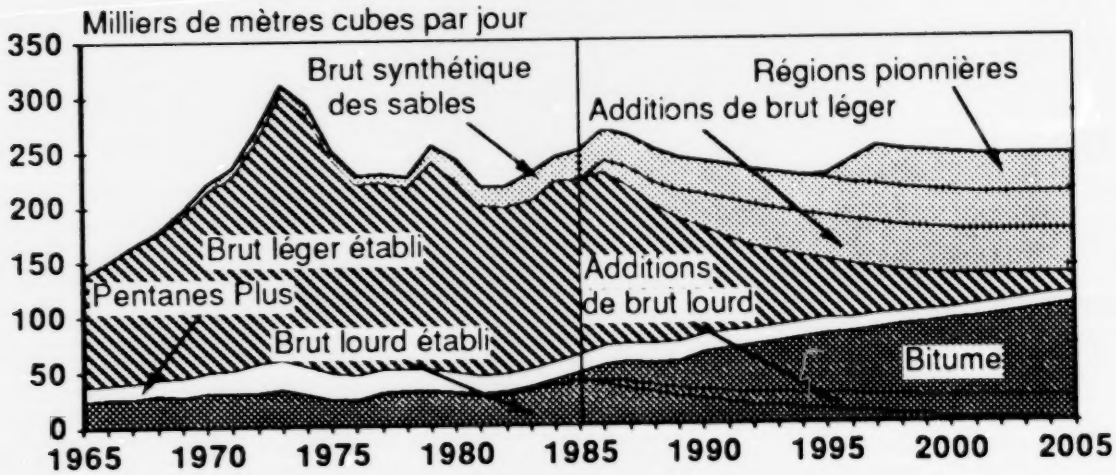
Pour ce qui est du pétrole brut lourd, le scénario de prix bas prévoit que la production atteindra un sommet en 1986, puis baissera jusqu'en 2005, pour n'être plus que 73 % de ce qu'elle était en 1985. Dans le scénario de prix élevé, on prévoit que les approvisionnements en pétrole brut lourd, mis à part le brut lourd utilisé dans les trois usines de valorisation, seront, en 2005, plus du double de ceux de 1985, étant donné la production anticipée de bitume dans plusieurs grandes installations d'exploitation sur place des sables pétrolifères (voir le graphique 9).

À l'heure actuelle, l'offre de pétrole brut léger (y compris de pétrole synthétique) est presque égale à la demande intérieure; cependant, pour des raisons économiques liées au transport, les provinces de l'Atlantique doivent importer tout le pétrole dont elles ont besoin et le Québec, environ la moitié, tandis que l'Ouest exporte des quantités à peu près équivalentes aux importations de la région de l'Atlantique et du Québec.

Approvisionnements en pétrole brut intérieur et en ses équivalents
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Source: Office national de l'énergie
Énergie au Canada, Offre et demande, 1985-2005
(Ottawa, 1986).

3.0 FACTEURS INFLUANT SUR L'UTILISATION DES PIPELINES

3.1 Besoins en charges d'alimentation

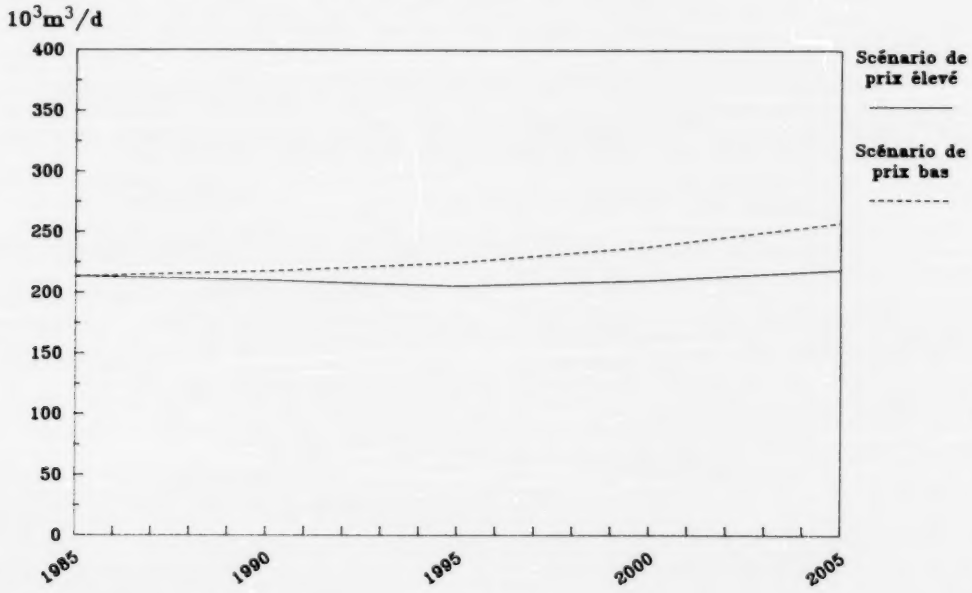
3.1.1 Demande pour utilisation finale

En octobre 1986, l'ONÉ a publié son rapport intitulé L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005, dans lequel il analyse deux scénarios de prix mondiaux du pétrole. Suivant le scénario de prix élevé, les prix augmenteront jusqu'à 27 $ US le baril en 1993 (en dollars de 1986) et, par la suite, demeureront constants, en chiffres réels, jusqu'à la fin de la période étudiée. Dans le scénario de prix bas, par contre, ils augmenteront jusqu'à 18 $ US le baril en 1992 (encore une fois en dollars de 1986), niveau auquel ils se maintiendront. Bon nombre des différences entre les deux scénarios découlent, en majeure partie, de ces chiffres. Par exemple, le taux de croissance de l'économie canadienne prévu dans le scénario de prix bas est un peu plus élevé que les projections du scénario de prix élevé, afin de montrer que le pétrole bon marché stimule l'économie. La plupart des autres hypothèses sont communes aux deux.

L'annexe V contient des données descriptives illustrant l'effet des deux scénarios, dans les différentes régions du pays, sur la demande pour utilisation finale et sur le commerce des produits (interrégional et international). Aux fins de cette analyse, les deux scénarios présentent beaucoup de similitudes, du moins jusqu'en 1995. (Voir le graphique 10).

Graphique 10

DEMANDE D'ÉNERGIE POUR UTILISATION FINALE AU CANADA



Source: Office national de l'énergie, Énergie au Canada, Offre et demande, 1985 - 2005, tableau A6-17, Ottawa, 1986.

3.1.2 Besoins en pétrole brut

Il est possible d'établir les besoins en pétrole brut, par région, à partir de la demande de produits pétroliers pour utilisation finale illustrée au graphique 10. Les importations de produits pétroliers font baisser la demande de pétrole brut, tandis que les exportations provoquent une hausse de la demande. Les raisons qui sous-tendent les importations et exportations de produits pétroliers ainsi que les transferts interprovinciaux sont multiples; ces échanges constituent un élément tout à fait normal du commerce des produits pétroliers. L'ensemble des produits fabriqués par un raffineur ne peut continuellement satisfaire aux besoins des diverses utilisations finales. À court terme, pour répondre en partie aux besoins des consommateurs, les raffineurs changent leurs stocks. Les échanges commerciaux permettent également de corriger ces déséquilibres et de profiter des possibilités du marché.

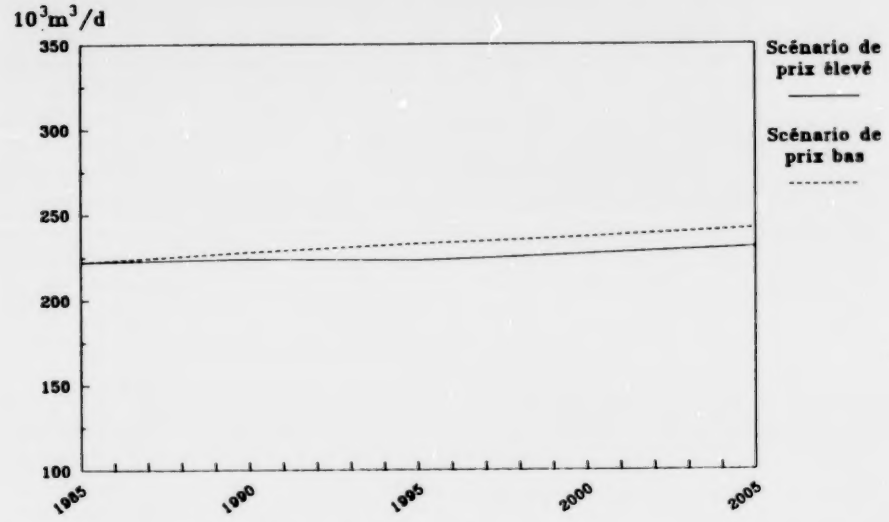
Des déséquilibres similaires peuvent se produire à l'échelon régional. Dans les Prairies, la demande de mazout lourd est relativement faible, étant donné la forte concurrence livrée par le gaz naturel. Il existe plusieurs façons de réduire la quantité de mazout lourd produit à partir du pétrole brut, mais, le plus souvent, on doit exporter le mazout lourd excédentaire ou réduire la production des raffineries et importer des produits pétroliers légers dans la région.

Dans les deux scénarios de prix élaborés par l'ONÉ, on suppose que les importations et les exportations de produits pétroliers, c'est-à-dire environ 10 % du pétrole raffiné et consommé au cours de la période étudiée, permettent d'assurer l'équilibre de l'offre et de la demande. Toutefois, dans l'ensemble, le Canada demeurera un exportateur net de pétrole, comme ce fut le cas durant une bonne partie de la dernière décennie.

Le graphique 11 montre les besoins en brut établis d'après la demande pour utilisation finale, illustrée au graphique 10. Si l'on apporte les ajustements requis par les échanges commerciaux, par la consommation sur place et les pertes au raffinage, etc., on constate que la différence entre les deux scénarios de prix est vraiment très mince.

Graphique 11

BESOINS EN PÉTROLE BRUT AU CANADA



Source: Office national de l'énergie, Énergie au Canada, Offre et demande, 1985 - 2005, tableau A6-17, Ottawa, 1986.

Afin de simplifier l'analyse, le scénario de prix élevé a été retenu. Dans l'ensemble, il est le plus probable; cependant, le scénario de prix bas est utilisé à l'occasion, lorsque les résultats diffèrent trop.

En résumé, dans le scénario de prix élevé, les trois régions à l'ouest du Québec sont des exportateurs nets de produits pétroliers, pendant la période à l'étude, tandis que le Québec et les provinces de l'Atlantique sont des importateurs nets. L'ONÉ prévoit que les exportations de produits pétroliers des trois régions de l'Ouest seront, en moyenne, d'environ 18 000 m^3/d pendant toute la période visée. Si ces trois régions diminuent leurs exportations, les régions de l'est du pays auront accès à des quantités accrues de pétrole brut canadien. En outre, si le mazout lourd, au lieu d'être exporté avec les autres produits pétroliers raffinés, était transformé au Canada en produits plus légers, en demande sur le marché intérieur, des quantités additionnelles de pétrole brut seraient disponibles et, de ce fait, il ne serait plus nécessaire d'en importer autant. Le niveau des exportations envisagé dans le scénario de prix bas ne diffère que peu, dans l'ensemble et à l'échelon régional, de celui que prévoit le scénario de prix élevé.

3.1.3 Types de besoins en charges d'alimentation

Dans son rapport, l'ONÉ suppose que la demande intérieure de pétrole brut lourd canadien dépend essentiellement de la demande d'asphalte, qui ne varie pas beaucoup d'un scénario à l'autre; en effet, au cours des vingt années sur lesquelles portent les prévisions, la demande passe de 15 000 à 19 000 m^3/d, l'équivalent environ de 7 à 8 % des charges d'alimentation des raffineries.

Dans son scénario de prix élevé, résumé dans le tableau 2, l'ONÉ établit les besoins en brut lourd à l'est de l'Ontario en s'appuyant sur certaines hypothèses. En effet, comme l'on suppose que le pipeline entre Sarnia et Montréal ne coulera pas d'ouest en est en 1995, il est prévu que le Québec n'aura pas besoin de pétrole brut lourd canadien. Comme nous le verrons plus loin, cette conclusion ne découle pas forcément d'une pénurie des approvisionnements en brut léger au Québec.

Tableau 2
Scénario de prix élevé: Besoins en pétrole brut lourd*
$10^3 m^3/d$

Région	1985	1995	2005
Atlantique	-	-	-
Québec	2	-	-
Ontario	8	10	11
Prairies et T. N.-O.	5	6	8
C.-B. et Yukon	-	-	-
Canada	15	16	19
Pourcentage du total	7	7	8

* En plus, le Québec et les provinces de l'Atlantique continueront d'importer une certaine quantité de pétrole brut lourd.

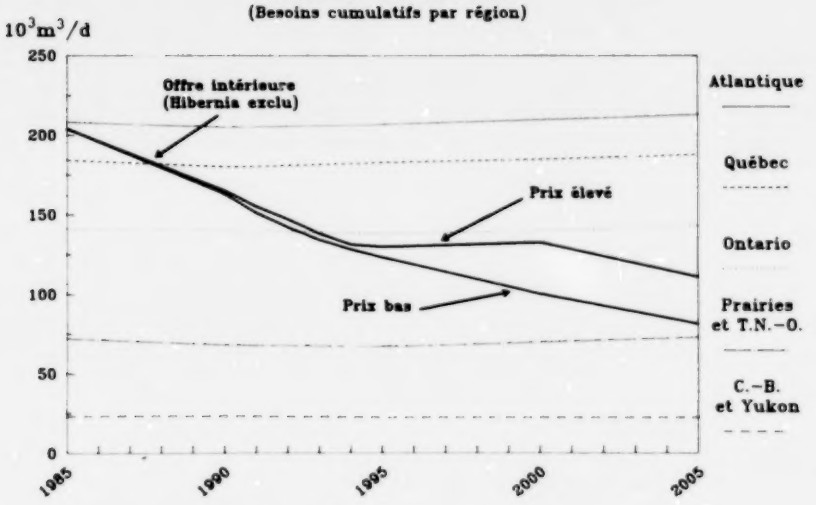
Source : Office national de l'énergie, L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005, tableau A6-17.

Le graphique 12 montre les besoins en pétrole léger et moyen utilisés comme charges d'alimentation dans les différentes régions, suivant les deux scénarios de prix de l'ONÉ, y compris les importations, mais sans compter le pétrole brut lourd canadien transformé en asphalte. Ces données estimatives découlent de certaines hypothèses concernant la configuration des raffineries, les importations et les exportations de produits pétroliers, les transferts interrégionaux ainsi que l'utilisation de pétrole brut lourd et de liquides de gaz naturel comme charges d'alimentation. Le tableau illustre également la disponibilité du brut léger et des équivalents (approvisionnements intérieurs de l'Ouest canadien), suivant le scénario de prix élevé, et montre que les besoins estimatifs à l'ouest du Québec devraient correspondre aux quantités disponibles au début des années 90. Certaines de ces hypothèses de base sont analysées ci-après.

Graphique 12

OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN

(Besoins cumulatifs par région)



Source: Office national de l'énergie, Énergie au Canada, Offre et demande, 1985 - 2005, tableau A6-17, Ottawa, 1986.

Dans les deux scénarios, l'ONÉ suppose qu'aucun nouvel investissement important ne sera fait dans les raffineries au cours de la période à l'étude, si ce n'est pour l'entretien des installations et de l'équipement existants et pour satisfaire aux nouvelles exigences concernant le plomb dans l'essence. Dans le graphique 13, on compare la capacité de production des raffineries à la consommation, dans chaque région. Partout, sauf au Québec, la capacité de raffinage est sous-utilisée, situation qui, d'après l'ONÉ, pourrait se maintenir au cours des 20 prochaines années. Cependant, si la capacité de production de certaines raffineries baisse, que ce soit par suite de fermetures ou de modifications, les besoins en pétrole brut seront inférieurs.

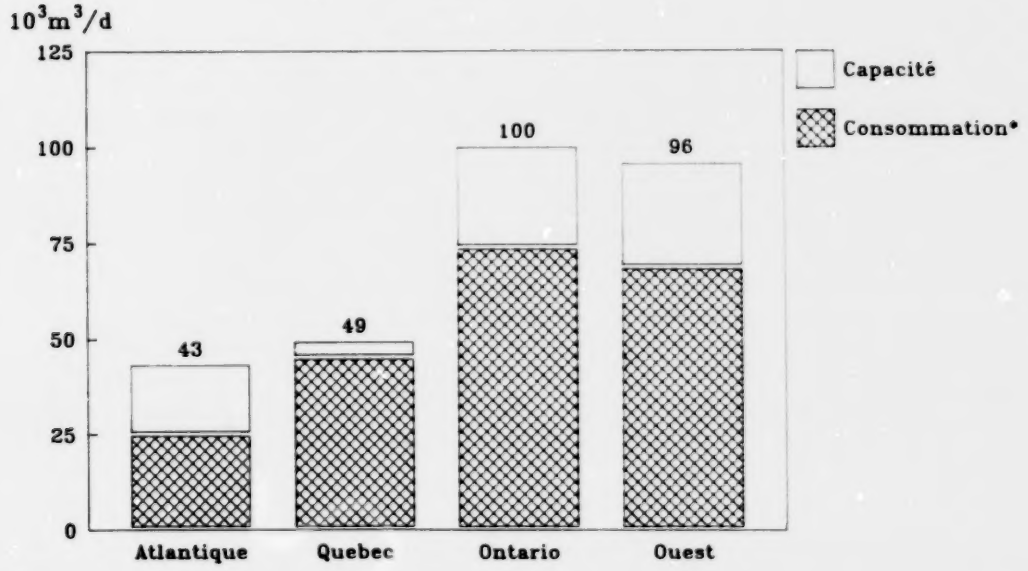
Au moins trois types d'investissement nouveaux sont susceptibles d'être faits au cours de la période examinée : maintenance, augmentation de la capacité et améliorations pour réduire les frais de production et valoriser les produits. Des dépenses de capital, pour effectuer des réparations et l'entretien de manière à ce que les installations ne se détériorent pas avec le temps, seront nécessaires. On pourrait en profiter pour effectuer certains travaux de modernisation en vue d'intégrer les techniques nouvelles, d'accroître l'efficacité et de satisfaire aux exigences plus rigoureuses concernant les produits. Ainsi, les raffineurs essaient constamment d'ajuster leur production à la composition de leurs marchés. Notamment, compte tenu de la baisse du prix du mazout lourd résultant de la concurrence des autres combustibles, des prix d'outre-mer ou de la baisse de la demande, il pourrait s'avérer utile d'investir dans la transformation du mazout lourd en produits plus légers. De même, on pourrait envisager de remplacer les charges d'alimentation à base de pétrole par des produits à base de gaz naturel, en pétrochimie. Dans les deux cas, la demande de pétrole brut utilisé comme charge d'alimentation serait plus basse que prévu.

L'ONÉ suppose que le volume des exportations demeurera assez élevé au cours de la période examinée (plus de 12 000 m^3/d en Ontario seulement). Les raffineurs auraient peut-être avantage à modifier leurs installations de manière à faire mieux correspondre leurs produits aux besoins du marché canadien.

Dans les trois régions de raffinage à l'ouest du Québec, les exportations des raffineurs s'élèveront, en moyenne, à 19 000 m^3/d pendant toute la période à l'étude. De même, on prévoit que les importations seront d'environ 2 000 m^3/d en 2005. Étant donné que la capacité de production des raffineries des trois régions en question sera supérieure aux besoins durant toute la période étudiée (voir le graphique 13), on pourrait s'attendre à une certaine rationalisation de même qu'à une amélioration de l'efficacité, ce qui entraînera une baisse des besoins en charges d'alimentation. À moins que ces changements ne se fassent bientôt, on peut soutenir que l'industrie canadienne du raffinage aura de plus en plus de difficulté à faire face à la concurrence internationale et l'on constatera soit une baisse des exportations soit une hausse des importations de produits pétroliers. Dans les deux cas, il y aura baisse des besoins en charges d'alimentation. Par exemple, dans le graphique 14, afin d'illustrer les incidences possibles d'une combinaison des facteurs susmentionnés, on suppose que les charges d'alimentation en Ontario ont baissé à 12 000 m^3/d.

Graphique 13

CAPACITÉ DE RAFFINAGE ET CONSOMMATION INTÉRIEURE 1986



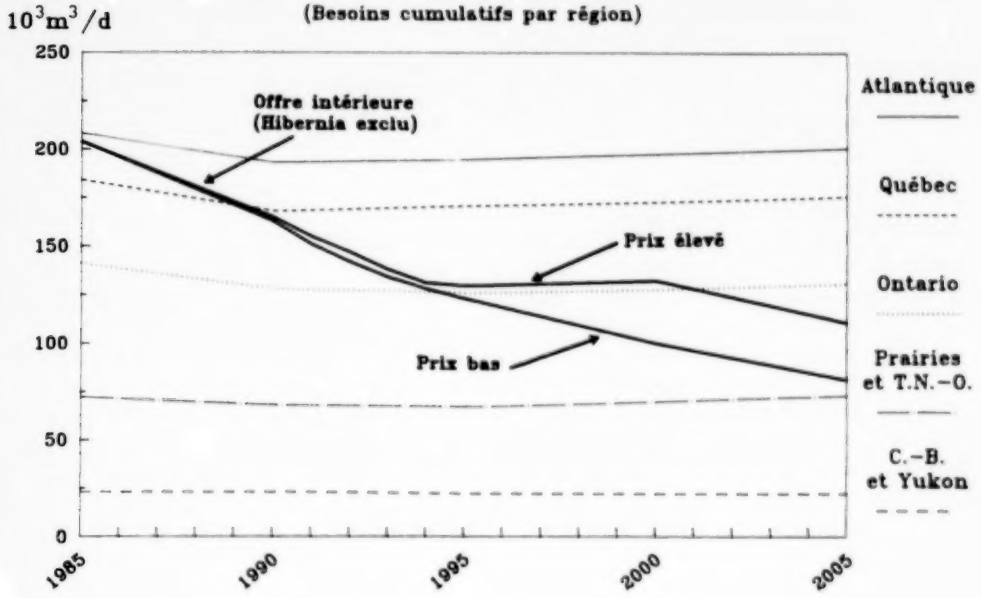
Source: Statistique Canada; Énergie, Mines et Ressources.

*Chiffre d'affaires net, consommation expertes au raffinage exclues.

Graphique 14

OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN

(Besoins cumulatifs par région)

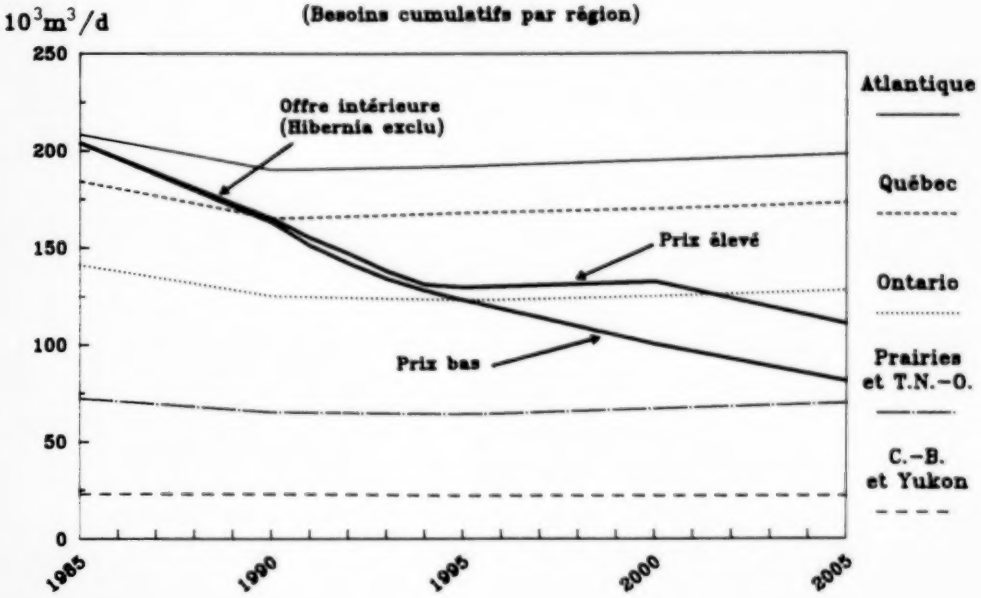


Note: Tiré du graphique 12, données rajustées selon les exportations de produits.

Graphique 15

OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN

(Besoins cumulatifs par région)



Note: Tiré du graphique 12, données rajustées selon améliorations apportées aux raffineries.

Dans les deux scénarios, l'ONÉ suppose qu'aucune usine de valorisation ne sera construite aux raffineries. Dans le scénario de prix élevé, il prévoit qu'une deuxième installation de valorisation (après CO-OP) sera mise en service en 1995. Étant donné que la décision de valoriser le pétrole, que ce soit à la raffinerie ou en amont, se fonde davantage sur l'écart entre le prix du brut lourd et celui du brut léger que sur le prix absolu du brut, l'ONÉ prévoit évidemment un plus grand écart dans son scénario de prix élevé. L'élargissement de l'écart entre les prix du brut, suivant la qualité du produit, correspondrait à une diminution des rentrées nettes à la tête du puits, étant donné la nécessité de consentir des rabais pour stimuler les exportations de bitume, produit en plus grande quantité.

La meilleure solution consisterait peut-être à effectuer une valorisation additionnelle du pétrole aux raffineries d'Edmonton, étant donné qu'elles se trouvent à la tête du réseau de pipelines et que les diluants récupérés pourraient être réutilisés sur place. Pour illustrer le tout, le graphique 15 montre les effets qu'aurait l'aménagement d'installations de valorisation du bitume brut, dont la capacité de production serait de 3 000 m^3/d dans les raffineries d'Edmonton[1], au début des années 90, par rapport aux changements envisagés dans le graphique 14. Si ces changements étaient apportés, il y aurait également une augmentation d'environ 1 000 m^3/d des approvisionnements en pétrole brut léger par suite d'une diminution des besoins en diluants. Toutefois, ces investissements ne seront faits que si les rentrées envisagées (écart entre pétrole léger et brut) sont proportionnelles aux capitaux investis et au coût des opérations.

Dans les deux scénarios, il n'y aurait pas suffisamment de pentanes (et de composés plus lourds) pour diluer le brut lourd de manière à le transporter par pipeline, et l'ONÉ suppose donc l'utilisation de pétrole léger à cette fin. D'autres diluants peuvent être utilisés, par exemple des produits pétroliers partiellement raffinés, mais il n'en reste pas moins que ce facteur aurait pour effet d'élargir l'écart entre les prix, tel qu'il est perçu par les producteurs. Les raffineurs installés près des gisements, comme à Edmonton, pourraient envisager la possibilité d'acquérir des équipements additionnels afin d'utiliser une proportion accrue de pétrole brut lourd comme charge d'alimentation. Avec l'augmentation de la production de brut lourd et de bitume, qui nécessite des marchés sans cesse plus grands, les rentrées nettes à la tête du puits tendent à diminuer, par suite des coûts de transport accrus, de sorte que s'élargit l'écart entre le prix du pétrole brut léger et le prix du pétrole brut lourd. Il est peut-être plus rentable d'accroître la capacité de raffinage des installations existantes que d'aménager

---

1 Actuellement, la capacité de production des raffineries de la région des Prairies (principalement Edmonton) est d'environ 69 000 m^3/d.

des installations de valorisation, étant donné que cette solution comporte des dépenses ponctuelles et des investissements moins élevés. Dans les deux cas, les marchés situés plus en aval auront accès à des quantités accrues de pétrole brut léger comme charges d'alimentation, par suite de la baisse des besoins en diluants et en brut léger utilisé comme charge d'alimentation dans les raffineries.

3.2 Choix des charges d'alimentation, par région

3.2.1 Ville de Québec et région de l'Atlantique

Les raffineries aménagées en bordure des voies navigables, à Québec et dans la région de l'Atlantique, sont approvisionnées en pétrole brut par pétrolier, possiblement en provenance de la plupart des régions productrices mondiales, la seule contrainte étant la taille et le type de navire. Depuis la déréglementation, ces raffineries n'utilisent qu'une petite quantité de pétrole brut canadien. Celui-ci est acheminé vers Montréal par le pipeline de l'IPL, et il est ensuite transporté par bateau vers les raffineries en question. Par le passé, le pétrole brut canadien ne pouvait faire concurrence, de manière soutenue, an brut d'outre-mer, à moins de circonstances spéciales, à cause de la cherté de son transport. (En période de crise, il est arrivé que l'on transporte du pétrole brut canadien par bateau de Vancouver, en passant par le canal de Panama, jusqu'aux raffineries de l'est du Canada.)

On prévoit que ces raffineries utiliseront, en majeure partie, du pétrole brut étranger jusqu'à ce que le brut extracôtier canadien arrive sur le marché. Dans le scénario de prix élevé de l'ONÉ, ces livraisons débuteront en 1995 et atteindront leur maximum, soit 17 500 m^3/d, dans la région de l'Atlantique en l'an 2000. Cependant, même dans ce scénario, les raffineries de cette région situées près des voies navigables dépendront encore des livraisons d'outre-mer pour le tiers de leurs besoins environ, de 1995 à 2005. On peut s'attendre également à ce que ces raffineries continuent d'importer du pétrole brut pour satisfaire à des besoins précis et pour optimiser leur production grâce au choix des charges d'alimentation.

Il est également possible, compte tenu des pressions exercées sur l'offre et sur les prix sur les marchés traditionnels, que les raffineries installées près des voies navigables utilisent une certaine quantité de pétrole brut canadien. Si du pétrole brut lourd était acheminé vers les marchés d'exportation, en passant par Montréal (voir la section 6.1), il se pourrait que les raffineurs concernés trouvent son prix suffisamment intéressant pour le substituer au brut lourd étranger dans la fabrication d'asphalte et, compte tenu des installations de valorisation en place, comme charge d'alimentation de base.

3.2.2 Montréal

À l'heure actuelle, ce centre de raffinage bénéficie du plus large éventail de charges d'alimentation au Canada. Le brut d'outre-mer peut y être acheminé directement par pétrolier ou, comme c'est le cas habituellement, par le pipeline de Portland. Des bruts canadiens et américains peuvent également être livrés à Montréal par le réseau de l'IPL. Depuis quelques années, on utilise les deux sections du pipeline, mais bien en-deçà de leur capacité.

Une autre possibilité, qui se concrétisera vraisemblablement à la fin de 1987, consiste à acheminer le brut produit dans le sud des États-Unis ou le brut d'outre-mer, ou encore les deux, par le réseau médio-continental américain vers le pipeline de l'IPL pour livraison à Montréal. Cette solution ne présente pas beaucoup d'attrait, cependant, puisqu'il est plus économique, semble-t-il, d'acheminer vers Montréal le pétrole importé via Portland. L'hiver, et du fait que les quantités de pétrole transportées de Portland sont relativement petites (12 000 m^3/d), il sera possible, fin 1987, d'importer à peu près au même coût (environ 1,15 $/baril) du brut de la mer du Nord à Montréal, via Portland, et à Sarnia, en passant par le réseau médio-continental américain. L'été, et grâce au doublement des quantités transportées de Portland, les frais de livraison à Montréal passeraient à environ 0,50 $/baril. Toutefois, on pourrait avoir recours à ces mesures seulement sous certaines conditions du marché ou, peut-être, si des limites étaient imposées aux importations en provenance de Portland.

Le coût relatif du transport du pétrole brut d'outre-mer livré à Montréal, en passant par Portland ou Sarnia, pourrait très bien varier, mais il est difficile de concevoir un transport de Sarnia à ce point avantageux que les raffineurs de Montréal décident de ne plus importer de pétrole de Portland. Dans l'avenir, le pétrole brut canadien extracôtier pourrait être livré à Montréal directement par pétrolier ou par pipeline, de Portland. Dans son rapport, l'ONÉ ne prévoit rien du genre, puisqu'il suppose que l'offre ne dépassera pas les besoins des raffineries installées en bordure des voies navigables.

3.2.3 Ontario

Ces dernières décennies, pour satisfaire à leurs besoins en charges d'alimentation, les raffineries de l'Ontario s'approvisionnent principalement sur les marchés de l'Ouest canadien, par le réseau de l'IPL. Elles importent également de petites quantités de brut américain par ce même réseau. À l'occasion, de faibles volumes de pétrole brut étranger sont acheminées vers les raffineries de l'Ontario en passant par le réseau médio-continental américain et, ensuite, par le pipeline de l'IPL.

Dans l'avenir, il serait possible d'augmenter les quantités de brut acheminé par le réseau américain de manière à accroître les livraisons en Ontario de pétrole brut provenant du sud des États-Unis et d'outre-mer. Si les livraisons de pétrole brut canadien dans le Midwest américain diminuent alors que les marchés dans cette région continuent de prendre de l'expansion, il y a risque de surcharge du réseau médio-continental américain pour répondre aux besoins des États-Unis et de l'Ontario. Ainsi, il faudrait accroître la capacité du réseau américain. Une autre possibilité, qui pourrait également s'avérer rentable, consiste à inverser le débit du pipeline Sarnia-Montréal.

3.2.4 Prairies et T. N.-O.

Depuis quelques années, dans les Prairies, les stocks de produits pétroliers tendent à graviter autour d'Edmonton, où convergent les principaux pipelines de collecte pour se brancher aux réseaux de l'IPL et de la Trans-Mountain. Les deux servent à acheminer les produits pétroliers raffinés et le pétrole brut jusqu'aux utilisateurs du secteur secondaire. En règle générale, les petites raffineries des Prairies ont fermé leurs portes, et ce sont les grosses raffineries d'Edmonton, qui desservent de vastes marchés, qui tirent profit des économies d'échelle.

Dans l'avenir prévisible, les raffineries des Prairies continueront vraisemblablement de s'approvisionner en pétrole brut dans l'Ouest canadien; cependant, il est important de connaître la part de pétrole brut qu'elles utilisent comme charge d'alimentation pour déterminer les quantités à la disposition des raffineries plus en aval. Des investissements additionnels devraient être faits dans ces raffineries pour qu'elles puissent traiter de plus grandes quantités de pétrole brut lourd. Ainsi, on réduirait leurs besoins en pétrole brut léger, qui serait alors acheminé vers d'autres marchés, et l'on assurerait le recyclage des diluants, pour utilisation dans les installations d'extraction du pétrole lourd.

3.2.5 Colombie-Britannique et Yukon

Pour la majeure partie, cette région s'approvisionne en pétrole brut léger et en produits pétroliers de l'Alberta. Les raffineries de Vancouver doivent concurrencer les autres raffineries de la côte du Pacifique, notamment celles de la région de Puget Sound qui ont également accès, par pipeline, au pétrole brut canadien. Dans les deux scénarios de prix de l'ONÉ, on suppose que les raffineries de Vancouver pourraient continuer de s'alimenter en pétrole brut léger canadien tout au long de la période examinée. Il existe d'autres possibilités qui permettraient de libérer du pétrole léger à l'intention des marchés de l'est du Canada.

Pour le moment, à cause de l'interdit sur les exportations de pétrole brut du talus nord de l'Alaska posé par le gouvernement américain, la situation sur les marchés de la côte Ouest est particulière. On fixe le prix du pétrole brut de façon à ce qu'il soit concurrentiel avec le prix du brut sur la côte du Golfe du Mexique, aux États-Unis, ensuite on retranche les frais de

transport par Panama, et l'on obtient un prix du brut livré directement sur la côte Ouest. Les raffineries de la région de Vancouver ne peuvent importer directement le pétrole brut produit sur le talus nord de l'Alaska à cause de l'interdit dont il est question plus haut, mais elles doivent néanmoins concurrencer les produits pétroliers raffinés produits dans les installations américaines à partir du pétrole brut de l'Alaska.

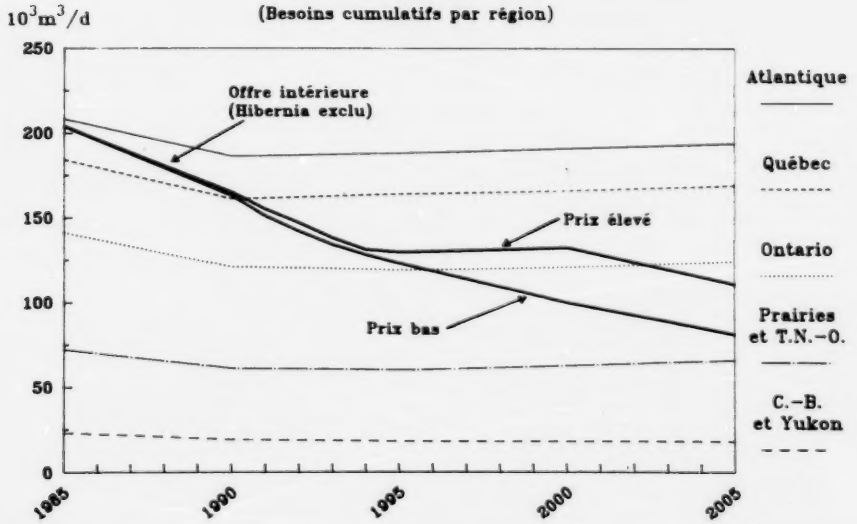
Si les raffineries de Vancouver avaient accès au pétrole brut de l'Alaska, une partie du brut léger canadien pourrait être acheminée vers les marchés de l'est du Canada. Mais on ignore dans quelle mesure les raffineries de la Colombie-Britannique, conçues en grande partie pour le pétrole brut léger à faible teneur en soufre, pourraient utiliser du pétrole brut du talus nord de l'Alaska. Toutefois, pour maintenir leur position concurrentielle, les raffineries de la région de Vancouver pourraient en utiliser une petite quantité, soit 4 000 m^3/d, c'est-à-dire 18 % de leur capacité totale. Par ailleurs, à cause des difficultés de concurrence avec les raffineries américaines, qui paient moins cher leurs charges d'alimentation, il pourrait devenir impossible d'exporter des produits pétroliers, et le volume des importations pourrait augmenter de sorte qu'une certaine quantité de pétrole brut léger canadien pourrait être acheminée vers les marchés de l'est du Canada.

Suivant les deux scénarios, le trafic de pétroliers et de chalands sur la côte Ouest pourrait s'intensifier, ce qui souleverait des inquiétudes sur le plan environnemental. En vue d'illustrer les incidences de ce changement, le graphique 16 montre les effets d'une réduction de la demande de pétrole brut léger en Colombie-Britannique, fixée arbitrairement à 4 000 m^3/d, de concert avec les autres changements supposés dont il est fait état plus haut.

Graphique 16

OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN

(Besoins cumulatifs par région)



Note: Tiré du graphique 13, données rajustées selon utilisation de brut en provenance de l'Alaska.

En résumé, de nombreux scénarios sont possibles, dans chaque région et d'une région à l'autre, compte tenu du large éventail des possibilités d'accès aux charges d'alimentation. Les scénarios se multiplient lorsqu'on ajoute les transferts et les échanges de produits pétroliers raffinés. Le système d'approvisionnement en pétrole est passablement élastique et adaptable à de nombreuses possibilités commerciales; les seules contraintes sont le facteur temps et les conditions du marché.

4.0 FACTEURS COMMERCIAUX INFLUANT SUR LE CHOIX DES CHARGES D'ALIMENTATION

4.1 Prix relatifs

Les raffineries jouissent d'une certaine souplesse en ce qui a trait aux catégories de pétrole brut qu'elles peuvent traiter pour donner un mélange convenable de produits. Il en résulte que le prix relatif des bruts plus ou moins équivalents livrés à la raffinerie influe largement sur leur choix. Même lorsque les facteurs de qualité des pétroles bruts, tels que la teneur en soufre, la masse spécifique et la teneur en métaux, diffèrent considérablement, les raffineurs peuvent varier sensiblement leurs charges d'alimentation, selon la configuration de leurs raffineries.

Les pétroles bruts qui font l'objet de nombreuses transactions sur les marchés au comptant ou à terme finissent par devenir des étalons dictant les prix des autres bruts. Le West Texas Intermediate (WTI) et le Brent de la mer du Nord sont souvent utilisés à cette fin. Depuis la déréglementation, les prix affichés des bruts légers canadiens tendent à suivre les prix à terme du WTI, compte tenu des facteurs de qualité et des délais de livraison.

Chicago est généralement le point de référence principal pour la comparaison des prix du brut. Les bruts étrangers, américains et canadiens se font tous concurrence sur le marché de Chicago. Près de 50 % des exportations de brut léger canadien y sont acheminées. En plus d'être une source de produits importés, Chicago pourrait devenir un important marché pour les produits raffinés canadiens. Toutes choses égales d'ailleurs, les raffineurs de la région de Chicago seraient peu disposés à payer un envoi de brut plus cher qu'un autre. Les raffineurs de l'Ontario et des provinces des Prairies qui achètent du pétrole brut canadien concurrencent effectivement les raffineries de Chicago; ils affichent donc leurs prix en conséquence.

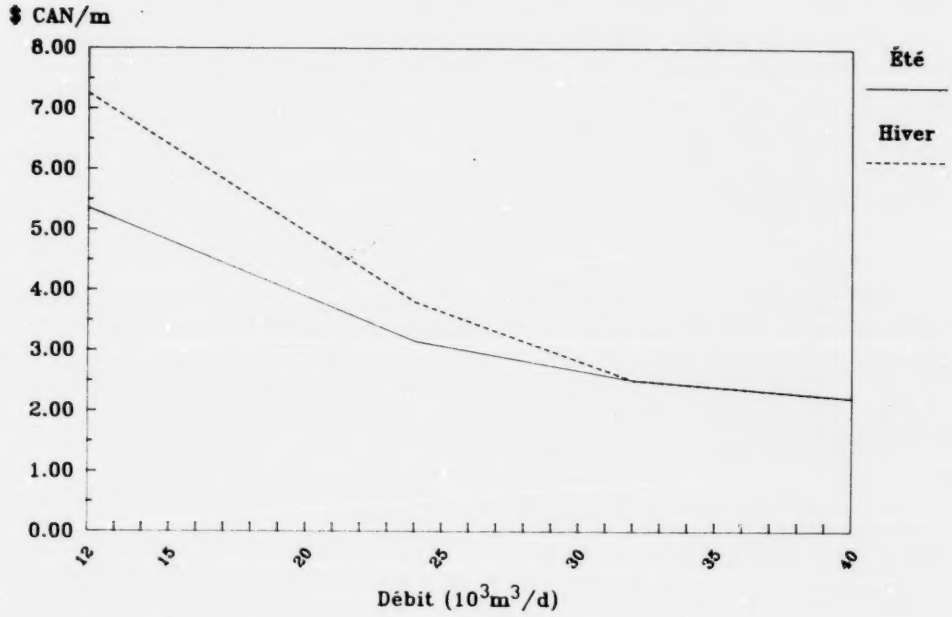
Toutes choses égales d'ailleurs, les raffineurs de l'Ontario et de Montréal n'ont aucune préférence pour le brut léger canadien ou le brut léger WTI. Les prix du pétrole brut étranger (Brent) sont influencés par d'autres facteurs du marché (p. ex., un hiver froid en Europe, les frais d'expédition par pétrolier, etc.) qui, dans le cas du brut livré, pourraient rendre le Brent plus cher ou moins cher que le brut canadien ou le WTI. Récemment, le Brent à Sullem Voe s'est vendu entre 0,50 $ et 1 $ moins cher que le WTI à Cushing, cet écart traduisant les différences de qualité et de coût de transport jusqu'au golfe du Mexique. Les raffineries de Montréal, qui ont accès par pipeline aux bruts canadiens et étrangers, surveillent de près ces rapports entre les prix. Les raffineurs de l'Ontario, qui dès la fin de 1987 pourront importer du pétrole brut par le réseau médio-continental des États-Unis, s'y intéressent eux aussi.

4.2 Frais de livraison

Comme les raffineries tiennent compte des coûts estimatifs à la livraison pour faire leur choix, les tarifs pipeliniers et les frais d'expédition par pétrolier peuvent également influer sur leurs décisions. Les tarifs pipeliniers varient normalement en fonction du volume, compte tenu d'un certain décalage, tandis que le coût des

Graphique 17

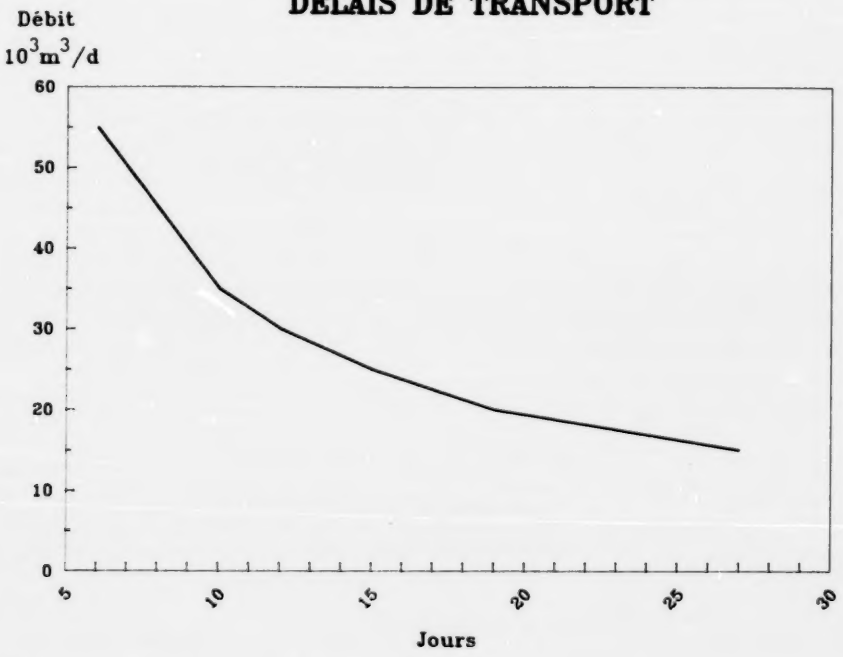
RAPPORT TARIFS/DÉBIT DU PIPELINE PORTLAND – MONTRÉAL



Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Graphique 18

PIPELINE SARNIA – MONTRÉAL : DÉLAIS DE TRANSPORT



Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

pétroliers varie en fonction de l'offre et de la demande des services d'expédition. Les tarifs associés à l'oléoduc Sarnia-Montréal ou Portland-Montréal ont tendance à baisser avec l'augmentation du volume (voir le graphique 17), ce qui justifie la décision qui a été prise par le passé d'utiliser le pipeline. Dans un marché stable, le réseau pipelinier favoriserait l'expédition de bruts entièrement importés ou entièrement canadiens. En l'absence d'autres motivations, comme le désir de préserver les options et d'assurer la sécurité des approvisionnements, une réduction des coûts à court terme pourrait accroître l'utilisation de l'un ou l'autre des pipelines par les expéditeurs.

4.3 Délais de livraison

Étant donné l'instabilité du marché mondial du pétrole, la question des délais de livraison peut aussi jouer dans le choix des bruts. L'expédition des bruts d'Edmonton à Montréal peut prendre de six à huit semaines, tandis que la livraison des bruts en provenance de la mer du Nord prend de quatre à sept semaines. Si le prix des bruts tombait, le raffineur qui importe du brut de la mer du Nord profiterait d'une réduction des coûts bien avant celui qui utilise du brut intérieur. Par ailleurs, l'inverse se produit lorsqu'il y a hausse des prix. Ainsi, les délais de livraison plus longs représentent un certain risque additionnel.

Ces délais varient également en fonction du débit d'un pipeline. Dans le graphique 18, qui se fonde sur les données recueillies pour le tronçon Sarnia-Montréal du réseau de l'IPL, les délais de livraison sont prolongés lorsque baisse le débit à cause de la capacité nominale du pipeline. Avec un faible débit, l'exploitation du pipeline devient intermittente, ce qui rallonge considérablement la durée du transport entre Edmonton et Montréal.

En général, le transport des bruts lourds tend à prolonger les délais de livraison, à moins qu'il n'y ait augmentation du débit quand le pipeline fonctionne à un faible pourcentage de sa capacité. Autrement dit, les délais de livraison sont plus longs lorsqu'un brut lourd remplace un brut léger et que le pipeline est exploité presque à capacité. Cependant, lorsque les débits sont très faibles, le transport de brut additionnel, qu'il soit léger ou lourd, aurait tendance à réduire les délais de livraison.

4.4 Frais financiers

En plus du risque associé aux délais de livraison, un raffineur qui utilise une source d'approvisionnement très éloignée doit payer des frais financiers plus élevés. Il doit payer ses achats de pétrole brut dans les délais fixés, et plus le temps de livraison est long, plus les frais financiers sont élevés. Par exemple, si le pétrole met deux semaines à passer de Sarnia à Montréal, le raffineur montréalais payera des frais financiers d'environ 0,70 $/m^3$ (0,11 $/b) supérieurs à ceux du raffineur de Sarnia. En outre, l'expéditeur à Montréal doit partager les frais financiers associés aux stocks en canalisation, qui sont d'environ 17 000 $ par jour pour 365 000 m^3. Ces frais étant plutôt fixes, sa part par unité de volume augmente à mesure que baisse le débit. Par exemple, lorsque le débit est de 16 000 m^3/d, les frais moyens associés aux stocks en canalisation seraient de 1,07 $/$m^3$. Cependant, ces frais moyens doubleraient si le débit chutait de moitié.

On a suggéré que l'exploitant d'un long pipeline comme l'IPL, pourrait acheter les stocks en canalisation et ajouter les frais financiers connexes à sa base des taux. Les frais financiers du raffineur seraient alors compris dans le tarif pipelinier, ce qui éliminerait le risque associé aux délais de livraison. Essentiellement, le fait d'ajouter un baril de produit au pipeline à Edmonton permettrait au raffineur de recevoir en même temps un baril à Montréal. C'est la société pipelinière plutôt que le raffineur qui subirait les pertes d'inventaire ou profiterait des gains d'inventaire associés aux stocks en canalisation; cependant, la société pipelinière demeurera indifférente jusqu'à ce que le pipeline soit fermé et les stocks, enlevés.

4.5 Diversité des sources d'approvisionnement

Comme on l'a indiqué ailleurs, plusieurs des facteurs commerciaux influant sur le choix des bruts peuvent faire augmenter ou baisser les coûts, selon la nature du changement. D'autres facteurs, tels que les conditions météorologiques, la demande du marché et l'interruption des approvisionnements, font que les raffineurs tiennent à se ménager une certaine souplesse dans le choix des sources d'approvisionnement. Cette marge de manoeuvre leur donne une certaine assurance, et le coût qu'ils doivent payer pour l'obtenir constitue en quelque sorte leur prime.

Dans l'exemple de Montréal, il serait possible de minimiser les frais à court terme en utilisant uniquement des bruts importés. Cependant, cette option aurait pour résultat d'éliminer certains choix en matière de pétrole brut, notamment les bruts canadiens, qui pourraient un jour avoir un prix plus intéressant que les bruts importés.

4.6 Stratégie d'approvisionnement à long terme

À long terme, les raffineurs préfèrent garder la possibilité de s'approvisionner à des sources qui comptent aujourd'hui parmi les plus prometteuses; ces sources seront d'abord les plus abondantes, et on suppose que leurs prix seront établis de façon à occuper une part de plus en plus importante du marché. Puisqu'il est tellement difficile de prévoir l'interruption des approvisionnements, la souplesse dans le choix des sources tend à devenir un élément de la stratégie d'approvisionnement à long terme.

À l'heure actuelle, les approvisionnements en pétrole brut canadien semblent plus sûrs que les approvisionnements en pétrole importé. Cependant, à plus long terme, les volumes disponibles de brut canadien pourraient devenir insuffisants pour répondre aux besoins des raffineurs dans l'est du pays. Ces raffineurs seraient alors obligés d'utiliser plus de pétrole importé. Par ailleurs, les raffineurs américains pourraient également être à la recherche de nouveaux approvisionnements d'outre-mer pour combler leurs besoins. En s'assurant dès aujourd'hui des sources à l'étranger, les raffineurs canadiens pourraient améliorer leurs perspectives d'approvisionnement. Le resserrement des liens entre fournisseurs et acheteurs occidentaux sera particulièrement important à cet égard.

4.7 Résumé

Certains des facteurs qui influent sur le choix des charges d'alimentation, pris séparément, peuvent ne pas être suffisamment importants pour obliger un raffineur à modifier sa part de bruts. Cependant, pris ensemble ou considérés sur une longue période, ils peuvent influencer un raffineur dans le choix des bruts. Par exemple, le prix du pétrole brut canadien peut baisser ou monter par rapport au prix d'un brut importé équivalent et ce, pendant de courtes périodes. Les raffineurs pourront probablement absorber ces fluctuations de prix lorsqu'elles se contrebalancent. Toutefois, lorsque d'autres facteurs tels que les délais de livraison et les frais financiers se mettent à modifier l'équilibre en faveur de l'un ou l'autre des bruts, la fluctuation des prix peut être suffisante pour que le raffineur décide d'utiliser un autre brut.

5.0 RÉPERCUSSIONS COMMERCIALES D'UNE BAISSE DE VOLUME DANS LE PIPELINE SARNIA-MONTRÉAL

5.1 Délais de livraison

Plus les délais de livraison du pétrole brut à la raffinerie sont longs, plus il y a de risques que les prix chutent entre temps et que, du coup, les stocks perdent de leur valeur. Bien qu'une hausse correspondante des prix représenterait un gain fortuit, l'industrie cherche davantage à éviter les pertes qu'à empocher des profits inattendus.

Lorsqu'il y a réduction des volumes transportés par pipeline, les délais de livraison deviennent plus longs, ce qui accroît la possibilité d'une variation des prix. Pour des débits relativement faibles, par exemple, entre 8 000 et 10 000 m^3/d, le délais de livraison de Sarnia jusqu'à Montréal peut être tout aussi long qu'entre Edmonton et Sarnia (4 semaines). Les frais financiers augmentent d'autant plus que les délais de livraison sont longs. Une prolongation de deux semaines peut relever d'environ 0,76 $\$/m^3$ le coût d'achat du pétrole brut livré à la raffinerie. Bien que le montant ne soit pas faramineux, cette hausse peut devenir suffisamment lourde à la longue pour obliger un raffineur à choisir une autre source d'approvisionnement.

5.2 Droits

Bien que les tarifs et les droits pipeliniers soient généralement fixés d'avance en fonction des volumes prévus, une réduction du débit finira par entraîner une majoration des droits et, éventuellement, rendre le pipeline moins intéressant pour les utilisateurs.

Le graphique 17 montre les liens qui existent entre les droits et les volumes transportés par le pipeline Portland-Montréal. Bien que les frais d'exploitation baissent inversement proportionnel aux volumes à transporter, le coût des immobilisations, lui, ne varie pas, de sorte que les droits à fixer pour recouvrer les coûts diminuent assez rapidement avec l'augmentation du débit, lorsque le pipeline fonctionne à faible capacité. Par contre, lorsqu'un pipeline est exploité à, par exemple, 50 % de sa capacité, une baisse relativement faible du débit peut provoquer une augmentation d'autant plus forte des droits, ce qui décourage davantage les expéditeurs.

5.3 Qualité des lots

À faible débit, l'expédition des lots de produits pétroliers peut causer des problèmes additionnels parce que les lots peuvent se mélanger, abaissant ainsi la qualité des charges d'alimentation. Ce facteur devient critique lorsqu'on désire tenir un lot de pétrole brut à distance des autres afin de préserver ses caractéristiques uniques, par exemple ses qualités d'asphalte ou de lubrifiant requises pour des fins particulières. Le problème du mélange des lots s'aggrave lorsque augmentent la quantité et la variété des lots.

D'autres problèmes techniques surgissent parfois lorsque les débits sont faibles, notamment l'accumulation d'eau dans les dépressions, l'envasement, la corrosion interne et le gel des installations sur terre. Il peut également y avoir accroissement des contraintes exercées sur les pipelines et le matériel pipelinier, notamment lorsque les expéditions sont intermittentes. En général, ces facteurs font augmenter les frais d'exploitation des pipelines et causent un plus grand nombre de problèmes aux raffineurs.

5.4 Répercussions des divers scénarios d'expédition

5.4.1 Composition actuelle des livraisons par pipeline

En 1986, le débit du tronçon Sarnia-Montréal est passé d'un maximum de 26 000 m^3/d en mars à un minimum de 8 000 m^3/d en juillet; le débit moyen a été de 20 000 m^3/d. Le pétrole brut léger et le pétrole synthétique ont représenté 76 % des produits expédiés, le pétrole brut lourd, 14 %, et le pétrole partiellement raffiné en provenance de la raffinerie de Clarkson en Ontario, 10 %. De temps en temps, du pétrole brut lourd et des condensats y ont été expédiés vers Montréal pour ensuite être transportés aux raffineries à l'est de Montréal ou exportés.

Étant donné qu'à l'heure actuelle, le pipeline ne fonctionne pas à capacité, la composition des bruts qui y sont transportés ne présente aucun problème. En 1985 et 1986, la capacité de l'IPL était insuffisante pour déplacer tout le pétrole que voulaient transporter les expéditeurs. Ces restrictions, associées à l'augmentation des volumes de pétrole brut lourd, se sont fait sentir à l'ouest de l'Ontario, mais elles ont aussi touché les livraisons effectuées à destination de l'Ontario et du Québec. L'achèvement de la phase III du programme de construction de l'IPL, de même que la réduction de la capacité de production de pétrole brut léger, élimineraient en grande partie ces restrictions d'ici un an.

5.4.2 Mouvements de lots mélangés

En plus des faibles volumes de brut lourd intérieur utilisés par les raffineurs de Montréal, certaines quantités de brut lourd sont expédiées de temps à autre vers des destinations plus à l'est et vers des marchés étrangers. L'augmentation des disponibilités en pétroles bruts bitumineux de même que les restrictions pesant sur l'expansion des marchés du Midwest américain pourraient se traduire par le transport, via Montréal, d'un volume accru de pétrole brut destiné aux marchés étrangers. Si la capacité de production de pétrole brut léger continuait de baisser, les pétroles bruts pourraient finir par constituer la plus grande partie des produits transportés dans le pipeline Sarnia-Montréal. La teneur en soufre du pétrole brut, plus élevée, pourrait exiger l'utilisation d'un plus grand volume de tampons entre les lots afin de prévenir la contamination, ce qui augmenterait le coût réel du transport d'autres produits tels que des bruts synthétiques ou des liquides de gaz. Dans certaines circonstances,

malgré une diminution des approvisionnements en brut léger classique canadien, les disponibilités en bruts légers acides ou en bruts synthétiques pourraient dépasser la demande en Ontario et donc être utilisées par les raffineries de Montréal. Les restrictions imposées par la capacité de désulfuration des raffineries de l'Ontario limitent la quantité de bruts acides que l'on peut y traiter. En outre, la plupart des raffineries de l'est du pays ne peuvent utiliser du pétrole brut synthétique que dans une certaine proportion, car ce pétrole nuit à la qualité du diesel.

L'utilisation du pétrole brut léger acide comme produit tampon entre le brut lourd et les liquides de gaz naturel atténuerait un peu le problème du mélange des produits, mais n'aurait aucun effet sur la contamination par le soufre. Cette méthode ne saurait donc résoudre les problèmes associés aux expéditions de brut lourd et de LGN mélangés. Cependant, l'utilisation du brut synthétique comme produit tampon réduirait considérablement le problème du mélange. Dans les deux cas, l'augmentation du débit aurait tendance à faire baisser les tarifs moyens, à raccourcir les délais de livraison et à réduire les frais financiers.

6.0 RÉPERCUSSIONS DES DÉCISIONS SUR CERTAINS MOUVEMENTS

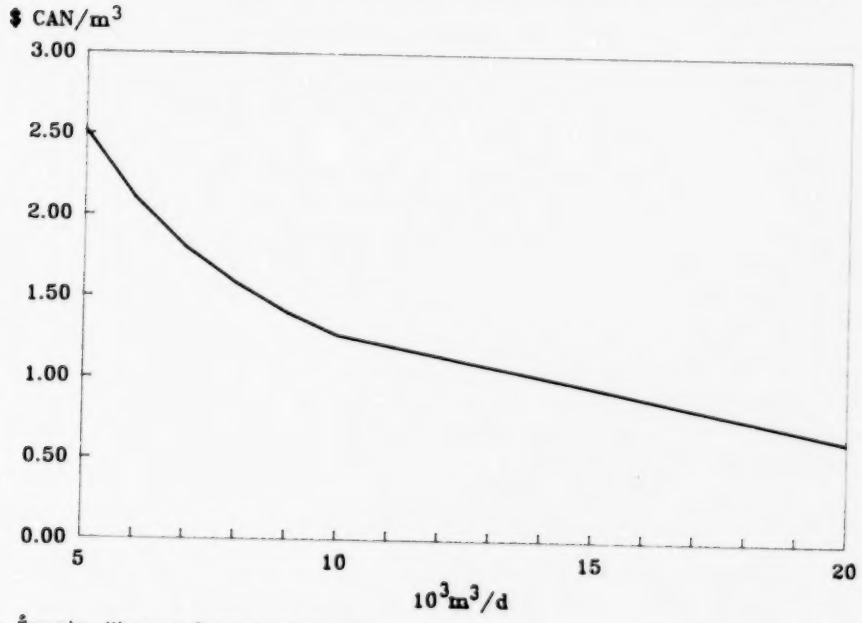
6.1 Exportations de brut lourd

À elles seules, les livraisons sporadiques, par Montréal, de pétrole brut lourd destiné aux marchés étrangers ne justifient pas le maintien en service du pipeline Sarnia-Montréal. Le volume des stocks en canalisation requis pour des débits relativement faibles finirait par faire baisser à des niveaux inacceptables les rentrées nettes à la tête de puits. Comme le montre le graphique 19, et en supposant que le coût du pétrole brut soit de 126 $/m^3 (20 $ le baril), le coût moyen des stocks en canalisation serait de 0,63 $/m^3 (0,10 $ le baril) pour un débit de 20 000 m^3/d. Cependant, pour un débit de 5 000 m^3/d, le coût moyen se chiffrerait à 2,52 $/m^3 (0,40 $ le baril).

La prolongation des délais de livraison associés à la réduction des débits agrandirait cet écart. Par exemple, le fait d'ajouter deux semaines à la période de livraison de Sarnia à Montréal ferait augmenter le coût d'environ 0,70 $/m^3 (0,11 $ le baril). Cependant, les exportations de brut lourd, prises seules en volumes suffisants ou conjointement avec l'expédition d'autres produits, permettraient de maintenir le mode ouest-est du pipeline.

Graphique 19

PIPELINE SARNIA – MONTRÉAL : COÛT DES STOCKS PAR RAPPORT AU DÉBIT



Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

6.2 Mouvements des liquides de gaz

Le transport de liquides de gaz naturel vers Montréal, où ils seraient fractionnés, présenterait les mêmes désavantages que les exportations de pétrole brut lourd. En outre, l'investissement dans l'amélioration du réseau en vue de permettre le transport des LGN abaisserait le seuil de rentabilité du pipeline, dans la mesure où l'ONÉ permet de répercuter ces coûts sur les droits de transport du pétrole brut.

Le transport des LGN et des bruts lourds dans le même pipeline pourrait causer un autre problème. Les gaz de pétrole liquéfié présents dans les lots de LGN ont tendance à se mélanger aux composantes asphaltiques des bruts lourds, provoquant la précipitation de l'asphaltène, qui peut entraîner des pertes beaucoup plus considérables que celles qui sont attribuées au mélange et à la contamination. En réalité, les frais de transport des LGN augmenteraient considérablement. Cependant, on pourrait minimiser le problème, moyennant certains coûts, en utilisant des condensats, du pétrole brut léger ou du brut synthétique comme produits tampons.

6.3 Livraisons de produits

Toute décision concernant la source des produits raffinés expédiés dans le pipeline Sarnia-Montréal peut également influer sur le transport du brut dans la ligne. En plus d'être livrés par chemin de fer, par camion et par navire des raffineries jusqu'aux terminaux, les produits peuvent être acheminés par le pipeline de la TransNorthern, qui relie Toronto et Montréal, avec un embranchement jusqu'à Ottawa, des deux centres de raffinage jusqu'aux terminaux situés le long du tracé. (On pourrait éventuellement utiliser le pipeline de la TransNorthern pour transporter des quantités limitées de liquides de gaz qui serviraient de charges d'alimentation pétrochimiques à Montréal).

En outre, l'importation de produits d'outre-mer et, dans une moindre mesure, l'importation par voie de terre de produits des États-Unis peuvent également influer sur les besoins en pétrole brut plus que dans un rapport un pour un. Par exemple, si le produit en question est de l'essence et que l'essence représente un tiers des produits extraits du pétrole brut, ou bien on raffine trois unités de pétrole brut, ou bien on importe une unité d'essence pour répondre aux mêmes besoins. Un changement de sources de produits peut aider à corriger les déséquilibres régionaux; ou parfois, il s'explique par l'écart des prix d'une région à l'autre. Ces changements de sources sont très difficiles à prévoir à long terme.

6.4 Raffinerie de Clarkson de Petro-Canada : produits partiellement raffinés

La raffinerie de Petro-Canada située à Clarkson, en Ontario, traite du pétrole brut pour en extraire des produits destinés à la fabrication de lubrifiants. Le reste des produits est expédié par le pipeline Sarnia-Montréal pour être transformé en produits finis. Le volume quotidien est d'environ 2 000 m^3. Si, pour une raison quelconque, l'on ne disposait plus de ces produits, les raffineries de Montréal seraient obligées de se procurer du pétrole brut additionnel pour les remplacer.

6.5 Pétrole brut synthétique

La pureté du pétrole brut synthétique fait de ce produit un excellent tampon pour les LGN. En outre, étant donné que le brut synthétique se mélange très peu aux liquides, il n'en faut que de petites quantités pour séparer les lots. Par contre, certains bruts synthétiques donnent un diesel de mauvaise qualité et doivent être mélangés avec le diesel produit à partir d'autres pétroles bruts à la raffinerie. Ainsi, à moins qu'une raffinerie ne dispose d'un équipement spécial pour résoudre ce problème, le brut synthétique représente généralement moins de 20 % de tous les arrivages en raffinerie. En général, les raffineurs de Montréal reçoivent entre 1 000 et 2 000 m^3 de brut synthétique par jour. Dans la mesure où les approvisionnements en certains bruts synthétiques demeurent supérieurs à la demande dans l'ouest du pays et en Ontario, le marché de Montréal devrait pouvoir en absorber certains volumes.

7.0 INCIDENCES DE LA CONVENTION DE COUVERTURE DES DÉFICITS DE L'IPL

Au milieu des années 70, au moment où on envisageait de prolonger de Sarnia à Montréal le réseau pipelinier de l'IPL, certains craignaient que la quantité de brut ainsi transportée ne soit insuffisante pour assurer un amortissement sur 20 ans de la dette contractée pour construire le tronçon. Afin de minimiser le risque, le gouvernement du Canada a conclu avec l'IPL une Convention de couverture des déficits (voir l'annexe VI).

À court terme, la convention avait pour but d'assurer une protection financière aux propriétaires, que l'oléoduc soit exploité ou non. Elle prévoit, lorsque les taux d'utilisation de la capacité diminuent, qu'il revient aux expéditeurs de décider s'il convient de poursuivre l'exploitation du pipeline, compte tenu des délais de livraison prolongés, des inconvénients et des coûts supplémentaires. Si le tronçon cesse d'être utilisé, le gouvernement doit assumer le reste des frais fixes (amortissement de la dette, taxes, inspection et entretien) pendant toute la durée de la convention, soit jusqu'en 1996. Actuellement, ces frais s'élèveraient à près de 30 millions de dollars par année; ils diminueraient à 14 millions par année dans les années 90.

8.0 COÛT DE LA FERMETURE ET DE LA MISE EN RÉSERVE DU TRONÇON SARNIA-MONTRÉAL

8.1 Remplissage de gaz inerte

Si le tronçon Sarnia-Montréal était fermé et mis en réserve, il en coûterait environ trois (3) millions de dollars pour vider la canalisation, la nettoyer et la remplir de gaz inerte (habituellement de l'azote). Conformément à la Convention de couverture des déficits, le gouvernement du Canada assumerait ces coûts.

8.2 Remplissage de pétrole brut

Une autre possibilité, plus coûteuse toutefois, consisterait à laisser le pétrole brut dans la canalisation. À eux seuls, les frais d'intérêt liés à ce pétrole (365 000 m^3) seraient de l'ordre de 5 à 6 millions de dollars par année. Les coûts d'exploitation mentionnés ci-dessus seraient toutefois quelque peu supérieurs, à cause, par exemple, du coût plus élevé de l'assurance responsabilité civile. Cela mis à part, les frais supplémentaires à engager pour la fermeture des stations de pompage et d'autres frais ponctuels de mise en réserve seraient minimes.

Par souci de sécurité, il semble préférable de laisser le pétrole brut dans la canalisation, même si cette solution coûte plus cher. En cas d'urgence, Montréal pourrait alors être alimentée en pétrole sept jours plus tôt qu'en vertu de l'autre solution. Il faudrait dans les deux cas prévoir le même délai pour rouvrir les stations de pompage et procéder au redémarrage. La quantité de pétrole stocké dans le tronçon représenterait un approvisionnement d'environ 11 jours pour les deux raffineries de Montréal.

Comme ces avantages sont plutôt modestes, il est essentiel de comparer les coûts des deux solutions. Le coût du remplissage de gaz inerte (environ trois (3) millions de dollars) représente environ six mois de frais d'intérêt sur le brut entreposé dans la canalisation. Si le tronçon était fermé pendant plus de six mois, il coûterait alors moins cher d'enlever le pétrole et de le remplacer par du gaz inerte. Quelle que soit la solution choisie, nous aurons toujours à notre disposition une canalisation qui peut être remise en service dans des délais relativement courts.

9.0 COÛT DE L'INVERSION DU DÉBIT DANS LE TRONÇON SARNIA-MONTRÉAL

Le coût de cette option dépendrait de la capacité de la canalisation après l'inversion. Au minimum, la modification de trois des cinq stations de pompage coûterait environ 20 millions de dollars, pour une capacité de transport de 35 000 m^3/d. Il serait possible d'effectuer ces travaux assez rapidement (une saison de construction), une fois les plans établis et les approbations réglementaires obtenues.

Si les travaux portaient sur l'ensemble de la capacité (50 000 m^3/d), il faudrait construire un nouveau terminal et des installations de stockage à Montréal, ajouter des canalisations et renforcer celles qui sont déjà en place, de même qu'installer des pompes et des embranchements supplémentaires, etc. Les coûts pourraient alors atteindre 100 millions de dollars. Toutes les phases des travaux, soit la planification, la conception, l'approbation et la construction, s'en trouveraient prolongées d'autant et pourraient exiger jusqu'à deux ans environ.

Dans les deux cas, les travaux devraient faire l'objet d'une demande à l'Office national de l'énergie. Toutes les parties intéressées auraient alors l'occasion de faire entendre leur opinion sur la modification de l'état et de l'utilisation de la canalisation. Après étude des preuves soumises et d'autres renseignements pertinents, l'ONÉ déterminerait si le changement proposé au mode d'exploitation sert l'intérêt public. Dans la négative, le dossier serait clos jusqu'à la présentation d'une nouvelle demande. Si l'ONÉ acceptait la demande, le gouvernement aurait alors à l'avaliser.

S'il y avait effectivement inversion du débit dans le tronçon Sarnia-Montréal, il faudrait peut-être apporter des modifications ou des ajouts au réseau Portland-Montréal. Le remplacement du brut canadien et les fermetures de raffineries ont entraîné une diminution de la consommation de pétrole brut à Montréal. On a donc réduit progressivement la capacité du réseau Portland-Montréal, afin d'abaisser suffisamment les frais d'exploitation pour pouvoir imposer des droits de transport raisonnables et assurer une utilisation permanente du tronçon. Pour le moment, une canalisation, d'une capacité nominale de 59 000 m^3/d, transporte toujours du pétrole. Une fois déduits les besoins potentiels des raffineries de Montréal, soit 33 000 m^3, il resterait encore 26 000 m^3/d qui pourraient être transportés de Montréal vers des régions situées plus à l'ouest. Il serait également possible, à un coût d'environ trois (3) millions de dollars US, d'augmenter encore de 3 000 m^3/d la capacité de la canalisation.

Pour le moment, la capacité réelle du réseau Portland-Montréal a été réduite par abaissement de la puissance de pompage à environ 30 000 m^3/d, soit environ la moitié de sa capacité nominale. S'il y avait inversion du débit entre Sarnia et Montréal, il faudrait réinstaller le matériel nécessaire pour que la canalisation retrouve sa capacité nominale. La diminution des droits de transport résultant de l'augmentation du débit de l'oléoduc Portland-Montréal serait en partie annulée par les dépenses en capital supplémentaires (environ trois (3) millions de dollars) qu'il faudrait engager pour en porter la capacité réelle au delà de 30 000 m^3/d.

En 1986, la transformation d'une canalisation de 18 pouces de diamètre pour le transport du gaz naturel de Montréal à Portland a été approuvée. Une fois atteinte la capacité nominale (59 000 m^3/d) de la principale canalisation de 24 pouces, il serait plus rentable de redonner à la canalisation de 18 pouces son usage initial plutôt que d'augmenter la capacité de pompage de l'autre. La capacité de ces deux tronçons pourrait atteindre 80 000 m^3/d, sans qu'il soit nécessaire d'engager d'importantes dépenses en capital. Il en coûterait environ huit (8) millions de dollars US pour en porter la capacité à 92 000 m^3/d.

Selon l'une des dispositions du contrat, la canalisation de 18 pouces, qui transporte actuellement du gaz, pourrait de nouveau servir au transport du pétrole. Pendant les cinq premières années du contrat (jusqu'en novembre 1992), la canalisation ne peut servir qu'au transport du gaz. Par la suite, sur préavis de 29 mois, il est permis d'y transporter à nouveau du pétrole. Outre les coûts à engager pour rétablir la canalisation dans son emploi initial, il faudrait finir d'amortir les investissements dans la conversion initiale du pipeline en gazoduc.

10.0 COÛT DU TRANSPORT BIDIRECTIONNEL

Les investissements à engager pour que le pipeline puisse fonctionner dans les deux sens sont à peu près équivalents aux coûts d'une simple inversion du débit. Il faudrait toutefois ajouter des installations de stockage aux deux extrémités du pipeline, pour contenir les stocks en canalisation et les stocks de pétrole destinés au transport dans l'autre direction. L'installation de nouvelles canalisations dans les stations de pompage et les réservoirs pourrait représenter des coûts supplémentaires de 10 millions de dollars.

Le transport bidirectionnel se traduirait par des frais d'exploitation plus élevés pour les expéditeurs, puisque les frais financiers et les coûts de remplissage augmenteraient quelque peu, malgré l'accroissement des volumes transportés. On n'aurait probablement recours au transport bidirectionnel que lorsqu'il y aurait une grande différence de qualité entre les produits livrés dans l'un et l'autre sens, par exemple, du brut léger de Montréal à Sarnia et du brut lourd de Sarnia à Montréal. Dans ce cas, il faudrait entreposer l'équivalent des stocks en canalisation à l'une ou l'autre extrémité du pipeline. En d'autres mots, le besoin de stocks en canalisation doublerait. De plus, si le sens du débit alternait chaque mois, il faudrait consacrer la première semaine du mois au remplacement des stocks en canalisation, opération dont les frais se répercuteraient obligatoirement sur les quantités transportées pendant le reste du mois.

11.0 UTILISATION DU RÉSEAU MÉDIO-CONTINENTAL PAR LES RAFFINERIES DE L'ONTARIO

Le réseau médio-continental américain est un ensemble complexe de pipelines et de raccordements qui a subi d'importants changements au cours de la dernière décennie. Pour suivre l'évolution du marché, il a fallu inverser le débit des canalisations et utiliser les divers éléments du réseau pour transporter du brut, puis des produits raffinés et ensuite du gaz naturel et vice-versa. Les sociétés pipelinières cherchent maintenant de nouveaux expéditeurs ou de nouvelles utilisations, afin d'accroître le rendement de leurs pipelines sous-utilisés. Il est maintenant prouvé que le réseau médio-continental possède la souplesse voulue pour s'adapter aux besoins.

Les raffineurs de l'Ontario importent depuis longtemps (plus de 50 ans) du pétrole des États-Unis, mais ces importations ont diminué considérablement avec l'augmentation du capital-ressources de l'Ouest canadien, après la guerre. Même au moment où l'exportation du pétrole brut entre les États-Unis et le Canada était sévèrement contrôlée, l'Ontario a continué d'importer du pétrole américain en échange d'exportations vers les raffineries américaines situées dans les États du Nord. En juin 1985, l'interdiction a été partiellement levée; il devenait donc possible d'exporter au Canada du brut en provenance des 48 États américains, sans qu'il soit nécessaire de trouver un partenaire commercial, pourvu que le brut exporté ne contienne pas de pétrole provenant du talus continental de l'Alaska ou d'une Réserve pétrolière navale. (Cette dernière restriction pourrait coûter très cher à un exportateur, parce qu'il est souvent difficile d'établir avec une certitude absolue que du pétrole d'une Réserve navale n'a jamais été mélangé dans les réservoirs ou les pipelines utilisés pour exporter du brut au Canada.)

Afin de diversifier leurs sources d'approvisionnement, les raffineurs de l'Ontario ont envisagé la possibilité d'importer du brut étranger par le réseau médio-continental. De nombreuses canalisations de ce réseau sont actuellement sous-utilisées, et les exploitants cherchent de nouveaux clients. Le réseau offre divers parcours et des raccordements de rechange, mais pour le moment, le raccordement de Mokena, en Illinois, dans le réseau Lakehead, s'avérerait le plus économique pour l'importation du brut provenant de la Louisiane, par les réseaux pipeliniers de Capline et de Chicap. L'investissement requis, soit plus de deux (2) millions de dollars US, serait recouvré à partir des tarifs perçus sur le pétrole en canalisation.

Le pétrole brut d'outre-mer peut arriver directement aux installations portuaires de Capline, à St. James, en Louisiane (voir carte), ou au port pétrolier LOOP, qui peut accueillir les pétroliers géants. Pour le moment, la capacité de réserve de l'ensemble du réseau est considérable. Les expéditions vers l'Ontario pourraient débuter dès la fin de 1987. Le raccordement de Mokena assurerait également un meilleur accès au brut américain.

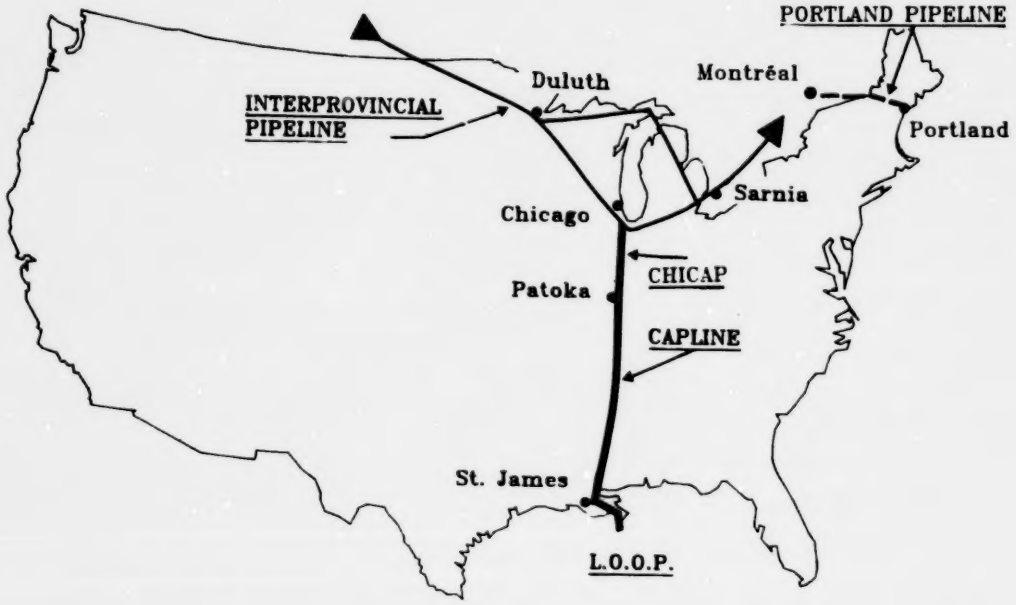
Grâce à ce raccordement direct (une fois son utilisation prouvée), les raffineurs de l'Ontario disposeront d'un plus grand pouvoir de négociation à court terme avec les producteurs du Canada et des États-Unis. De plus, en utilisant dès maintenant le réseau médio-continental, les expéditeurs pourraient acquérir des droits de transport

par pipeline, selon les critères d'ancienneté, en prévision des périodes où le réseau pipelinier fonctionnerait à capacité ou presque et que les besoins nord-américains en pétrole importé seraient plus élevés.

Pour l'instant, les raffineurs pourraient tout simplement utiliser le réseau pour profiter des bons prix à court terme. À cause de la relation actuelle entre les prix du brut léger, un raffineur de l'Ontario gagne normalement à utiliser du pétrole canadien plutôt que du pétrole étranger livré par le réseau médio-continental américain. Par conséquent, à court terme, les raffineries de l'Ontario utiliseront probablement le raccordement de Mokena pour importer du pétrole à des prix concurrentiels ou du brut qui répond à des normes de qualité particulières.

À plus long terme, les raffineurs ontariens pourraient décider d'utiliser davantage la canalisation pour acheter du brut dont la qualité répond mieux à leurs besoins de production et de raffinage, à plus forte raison si les marchés du brut léger nord-américain se resserrent. Par exemple, dans la mesure où le brut léger canadien deviendra plus acide (teneur en soufre plus élevée), les raffineries de l'Ontario pourraient vouloir se procurer des bruts étrangers moins corrosifs. Il en coûterait entre 0,80 $ US et 1,50 $ US par baril pour livrer le brut à Sarnia, par rapport à 1,15 $ par baril en hiver et 0,85 $ en été (à un débit de 12 000 m^3/d) pour le transport entre Portland et Montréal. Bien que la différence de tarifs de Sarnia à Montréal soit seulement de 0,35 $ par baril, les dépenses en capital supplémentaires qu'il faudrait engager pour inverser le débit du pipeline se traduiraient par une augmentation des tarifs. De plus, le coût unitaire pourrait encore augmenter après l'inversion, parce que les utilisateurs de l'IPL situés à l'ouest de Sarnia ne pourraient plus profiter des volumes acheminés vers Montréal et, par conséquent, ne contribueraient plus aux coûts par l'entremise des droits qui leur étaient imposés.

Il est important de souligner qu'actuellement, la capacité inutilisée du réseau médio-continental américain est considérable. À mesure que les besoins d'importation américains et les taux d'utilisation de la capacité du pipeline augmenteront, les nouveaux expéditeurs devront payer des droits plus élevés pour compenser les frais de désengorgement et d'autres coûts en capital liés à l'augmentation de la capacité. De plus, les sociétés pipelinières américaines ne feront pas de gros investissements sans avoir obtenu, de la part des nouveaux expéditeurs, des engagements financiers ou l'assurance qu'ils utiliseront la capacité supplémentaire. Ces engagements viseront à assurer une utilisation permanente du réseau plutôt que l'achat occasionnel de produits dont les prix sont avantageux.


PORTLAND PIPELINE
Duluth
Montréal
INTERPROVINCIAL PIPELINE
Portland
Sarnia
Chicago
CHICAP
Patoka
CAPLINE
St. James
L.O.O.P.

12.0 AUTRES ÉVENTUALITÉS

L'analyse des facteurs qui peuvent influer sur l'utilisation du pipeline Sarnia-Montréal démontre qu'il est fort difficile de prévoir l'avenir de ce tronçon. Dans le rapport de l'ONÉ, tant le scénario de prix élevé que le scénario de prix bas prévoient la fermeture du tronçon dès le début ou le milieu des années 90, parce que les charges d'alimentation seront insuffisantes pour répondre aux besoins à l'ouest du Québec. Il s'agit là d'une éventualité et non d'une certitude. Les scénarios ci-dessous, présentés selon l'ordre de probabilité, donnent un aperçu de la situation à moyen terme.

En théorie, il serait possible de fermer à tout moment le pipeline Sarnia-Montréal, même si les volumes de brut provenant de l'Ouest sont amplement suffisants. Étant donné l'équilibre actuel entre l'offre et la demande de pétrole brut léger en Amérique du Nord, il semble y avoir concurrence entre le brut léger américain et le brut léger d'outre-mer sur la côte américaine du Golfe du Mexique. Pour les raffineurs de Montréal, le prix du brut léger canadien qui concurrence le brut léger américain à Chicago est beaucoup plus intéressant que celui du brut d'outre-mer. À mesure que s'épuiseront les approvisionnements en brut léger nord-américain, le point de concurrence entre les bruts légers américains et les bruts légers d'outre-mer se déplacera vers Chicago, ce qui entraînera une augmentation des prix du brut léger. Le brut léger canadien deviendra donc moins intéressant pour les raffineurs de Montréal.

12.1 Maintien des mouvements d'ouest en est

Malgré la pénurie prévue de brut léger et d'équivalents, les raffineries de Montréal pourraient bien pouvoir encore se procurer certaines quantités de liquides. Le brut synthétique qui, pour des raisons de qualité, ne peut être utilisé qu'en faible quantité dans la plupart des raffineries, pourrait continuer à combler certains des besoins des raffineries de Montréal (de 2 000 à 3 000 m^3/d). À supposer que Petro-Canada ne modifie pas son installation de raffinage de Clarkson, quelque 2 000 m^3/d continueront d'être traités jusqu'à Montréal.

La consommation actuelle de brut lourd à Montréal, soit environ 2 400 m^3/d, pourrait doubler si les prix du brut lourd diminuaient par rapport à ceux du brut léger, de façon à ce qu'il soit possible de vendre la production supplémentaire. Un élargissement de l'écart des prix pourrait également se traduire par le transport, par pétroliers, de 8 000 à 12 000 m^3/d de pétrole brut vers la ville de Québec et des marchés d'exportation. Ces niveaux de production possibles, quoique peut-être optimistes, assureraient un volume de base d'environ 15 000 m^3/d, ce qui permettrait de garder le tronçon en service.

Il serait également possible d'expédier des quantités supplémentaires de LGN, soit mélangées au pétrole brut ou en lots destinés à une future installation de fractionnement située à Montréal. Il faudrait peut-être ajouter des quantités de brut léger qui sont excédentaires par rapport aux besoins de l'Ontario, étant donné que les raffineries de cette province ne peuvent traiter que des quantités limitées de brut à forte teneur en soufre. Toutefois, les raffineurs de Montréal devraient présenter des offres plus avantageuses que les raffineurs américains à l'égard de ces charges d'approvisionnement.

Pour que ce scénario se réalise, il faudrait que l'écart entre les prix du brut lourd et du brut léger s'élargisse au Canada, sous l'effet, par exemple, d'une augmentation des frais marginaux de commercialisation aux États-Unis ou du coût des matières premières (diluant). Dans la mesure où on s'attendrait à ce que cet écart persiste, il pourrait en résulter certains investissements dans les installations de valorisation du pétrole lourd, soit sur le terrain même ou à côté des raffineries. Quoi qu'il en soit, les quantités de brut léger disponibles augmenteraient, et les raffineries de Montréal pourraient tirer profit de cette situation.

12.2 Fermeture

Selon l'un ou l'autre des scénarios suivants, le tronçon Sarnia-Montréal pourrait être fermé et mis en réserve pour une période d'un an ou plus. Il est fort probable qu'il y aurait une période transitoire, même si le débit était finalement inversé, afin de permettre à l'Ontario d'atteindre un déficit qui justifierait l'inversion du débit. Dans ce cas, l'augmentation des approvisionnements résultant de l'accroissement de la production dans l'Ouest et dans les terres domaniales pourrait légitimer une reprise des mouvements ouest-est dans le tronçon Sarnia-Montréal, à la fin des années 90.

12.3 Inversion du débit

Après une période de transition pendant laquelle le tronçon serait mis en réserve, le temps que les importations de l'Ontario augmentent jusqu'à au moins 16 000 à 20 000 m^3/d, le débit du tronçon pourrait être inversé. Les coûts du transport à partir de Portland, via Montréal, jusqu'à Sarnia devraient rivaliser avec ceux du réseau médio-continental américain, pour que les raffineurs de l'Ontario puissent continuer à concurrencer les Américains. Pour le moment, il semble plus intéressant d'importer des États-Unis que d'inverser le débit du tronçon Sarnia-Montréal. Plus le réseau américain sera utilisé, plus les coûts liés à l'accroissement de la capacité et au désengorgement augmenteront, ce qui redonnera un certain intérêt à la solution Montréal-Sarnia. Toutefois, étant donné que la capacité excédentaire du réseau est d'environ 64 000 m^3/d, rien n'indique quand il faudra procéder à un désengorgement. De plus, l'augmentation du débit dans le réseau américain devrait entraîner une diminution des droits unitaires. En outre, étant donné que le réseau médio-continental est considérablement utilisé, des investissements supplémentaires reliés au désengorgement du réseau n'auraient que peu d'effets sur les droits imposés aux utilisateurs. Quoi qu'il en soit, pour avoir accès à ce réseau dans les années 90, les expéditeurs pourraient bien devoir commencer à l'utiliser à court ou à moyen terme ou, si on leur refuse une place dans un pipeline, s'adresser à la FERC des États-Unis.

12.4 Transport bidirectionnel

À cause des coûts en capital et des frais d'exploitation élevés, cette solution est moins intéressante que l'inversion du débit. Elle a toutefois l'avantage de permettre le transport de brut lourd et d'autres bruts excédentaires vers Montréal et des points situés plus à l'est, tout en admettant l'importation de brut léger non corrosif en Ontario.

Il ne s'agit probablement que d'une solution provisoire qui s'appliquerait jusqu'à ce que les raffineurs de l'Ontario et d'autres raffineries situées plus à l'ouest investissent dans du matériel de valorisation du pétrole lourd ou jusqu'à ce que le débit du tronçon soit inversé pour de bon.

Toutefois, il pourrait y avoir certains avantages au point de vue de la sécurité. Si on envisage d'inverser le débit du tronçon, il suffirait d'investir un peu plus pour que le tronçon puisse au besoin être exploité d'ouest en est, de même qu'en cas d'interruption des importations de pétrole. Bien entendu, cela ne serait utile que si l'Ouest du Canada maintenait une capacité de production suffisante pour que la production excédentaire soit acheminée à l'est de l'Ontario, après l'imposition de mesures de restriction de la demande, en situation d'urgence. On pourrait obtenir le même résultat autrement, par exemple en procédant à des échanges.

13.0 RÉPERCUSSIONS DES DIFFÉRENTS RÉSULTATS

13.1 Options d'approvisionnement et coûts

Actuellement, les raffineurs de l'Ontario et de Montréal s'approvisionnent à partir de sources de l'ouest du Canada, d'outre-mer et des États-Unis (par ordre décroissant d'importance). Ces dernières devraient demeurer marginales, étant donné la chute prévue de la production des 48 États au sud du Canada. Le Canada et les États-Unis devront donc se procurer des approvisionnements supplémentaires à l'étranger, quoiqu'il soit possible que l'augmentation des approvisionnements provenant des régions classiques et des terres domaniales du Canada comble une partie de leurs besoins nouveaux.

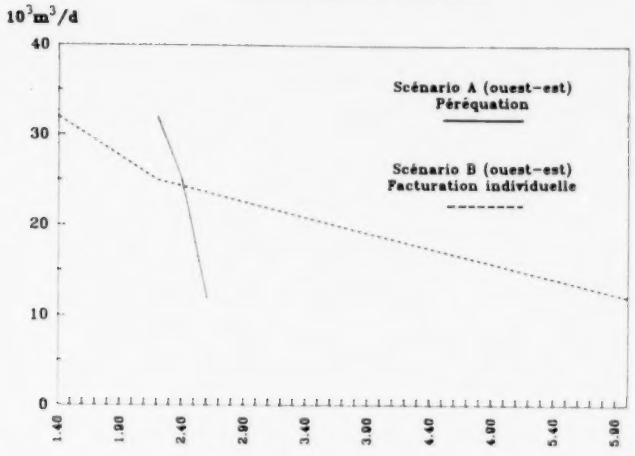
Advenant la fermeture du pipeline Sarnia-Montréal, les raffineurs de Montréal jouieraient d'un avantage par rapport à Sarnia pour ce qui est des coûts du pétrole brut, puisque l'augmentation de volume qui s'ensuivrait dans le tronçon Portland-Montréal réduirait les tarifs moyens en leur faveur. À mesure que le réseau médio-continental des États-Unis approchera de sa capacité, le coût de livraison à Sarnia d'un baril de pétrole supplémentaire provenant d'outre-mer pourrait augmenter puisqu'il faudrait alors décongestionner le système, avec tous les coûts que cela comporte. Toutefois, il est difficile de prévoir les répercussions de ces frais sur les tarifs pipeliniers, étant donné que l'augmentation des quantités transportées par le réseau médio-continental devrait réduire le coût unitaire.

Une fois que les volumes importés en Ontario auront atteint un niveau suffisamment élevé, il en coûterait peut-être moins cher d'inverser le débit du pipeline Sarnia-Montréal pour livrer la même quantité à Sarnia. Tout dépendra du taux d'utilisation de la capacité du réseau médio-continental des États-Unis et de la largeur du créneau qu'y occuperont les raffineurs de l'Ontario. Par contre, de nouveaux expéditeurs pourraient solliciter une place dans le réseau et aller en appel auprès de la FERC, s'ils sont déboutés de leurs demandes. Les tarifs pipeliniers de Portland à Montréal diminueraient quelque peu à cause de l'augmentation du volume destiné à Sarnia. Le coût des charges d'alimentation de Sarnia dépasserait ceux de Montréal du montant du tarif Montréal-Sarnia, qui varierait alors considérablement en fonction du volume livré (voir le graphique 20). À moins que le coût de ces charges d'alimentation ne soit comparable au coût de livraison du brut par le réseau médio-continental, les raffineurs de Sarnia ne seront pas en mesure de concurrencer leurs homologues américains, ce qui se traduira par des importations de produits et une réduction des volumes livrés en raffinerie. Plutôt que d'inverser le débit du pipeline Sarnia-Montréal, les raffineurs de l'Ontario pourraient trouver des solutions moins coûteuses, par exemple investir dans du matériel plus complexe destiné à traiter des bruts de qualité inférieure ou offrir des prix plus élevés pour le brut canadien livré à Chicago.

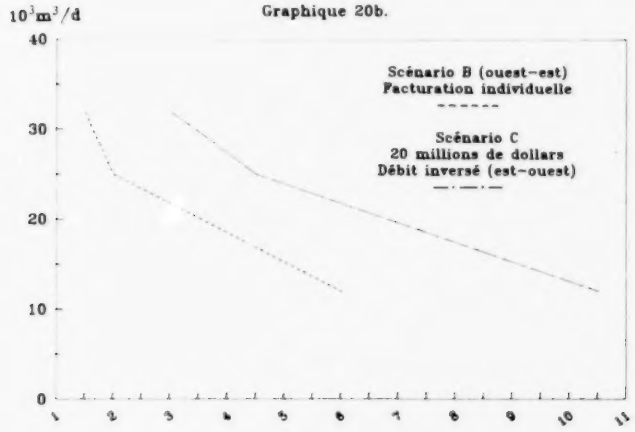
L'exploitation du pipeline en mode bidirectionnel permettrait à Montréal de continuer à s'alimenter en brut lourd, en brut léger acide et en brut synthétique, alors que les raffineurs de l'Ontario augmenteraient leurs importations via le réseau médio-continental américain jusqu'à un niveau suffisant pour justifier l'inversion du débit du pipeline Sarnia-Montréal. En termes d'investissement, cette option coûterait

Graphique 20a.

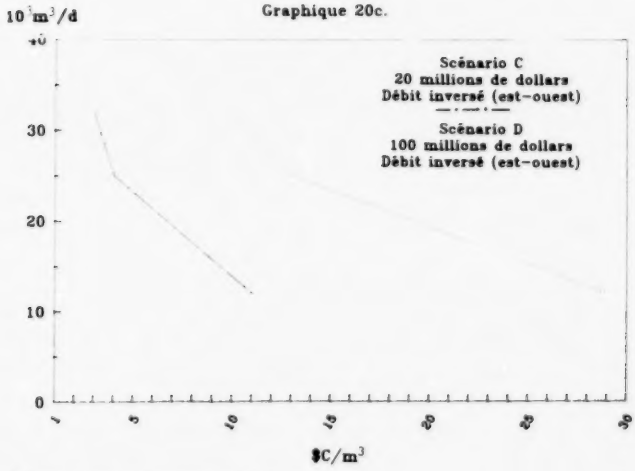
PIPELINE SARNIA – MONTRÉAL : EXEMPLES DE DROITS



Graphique 20b.



Graphique 20c.



Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

légèrement plus cher que la simple inversion du débit, mais l'accroissement de volume pourrait réduire le coût unitaire. Les expéditeurs et la société pipelinière devraient alors assumer des coûts d'exploitation plus élevés, puisqu'il leur faudrait augmenter en conséquence leur capacité de remplissage et de stockage.

Dans l'optique d'un raffineur de Sarnia, le coût de cette option doit rivaliser avec celui que doivent assumer des concurrents situés juste de l'autre côté de la frontière pour importer du pétrole par les E.-U. Les coûts des charges d'alimentation importées par les raffineurs de Montréal diminueraient, grâce aux économies d'échelle réalisées sur le pipeline Portland-Montréal; simultanément, ces mêmes raffineurs pourraient avoir accès, pour moins cher, à des bruts lourds et légers acides provenant de l'ouest du Canada que les raffineurs de Sarnia ne peuvent traiter adéquatement. Le coût des charges d'alimentation en brut à Sarnia, pour un baril marginal, pourrait devenir le plus élevé en Amérique du Nord, parce que Sarnia se trouve à l'extrémité de tous les réseaux de transport.

13.2 Sécurité des approvisionnements

Les raffineurs de l'Ontario, ne verraient pas de différence marquée, pour ce qui est de la sécurité des approvisionnements, entre l'importation de pétrole d'outre-mer livré par le réseau médio-continental et l'importation de pétrole par le tronçon Portland-Montréal. Indifféremment du réseau utilisé, les importations tomberaient sous le coup du traité canada-américain concernant les pipelines de transit. Traditionnellement, quand les pipelines américains atteignent leur capacité, l'espace est réparti selon des critères d'usage et d'ancienneté, mais les nouveaux-venus dont la demande a été rejetée peuvent interjeter appel auprès de la FERC. Le transport bidirectionnel serait un peu moins avantageux que l'inversion pure et simple du pipeline, parce que les délais de livraison seraient plus longs en moyenne.

Du point de vue d'un raffineur de Montréal, l'inversion de l'oléoduc est la solution la moins avantageuse côté sécurité, parce qu'elle lui enlèverait l'accès par pipeline aux approvisionnements canadiens. Comparée au statu quo (transport d'ouest en est), la fermeture du tronçon n'influerait pas beaucoup sur la sécurité des approvisionnements à Montréal, parce que le pipeline pourrait toujours être remis en service en cas d'urgence. Un mode bidirectionnel, en revanche, assurerait un accès permanent aux approvisionnements du Canada et d'outre-mer. Le délai de livraison ne serait peut-être pas un facteur, vu l'accroissement des volumes.

L'industrie pétrochimique de Montréal aurait avantage à ce que se poursuive le transport d'ouest en est du brut. Du pétrole brut est déjà transporté par ce tronçon, mais il serait également possible d'y expédier des LGN à prix concurrentiel de l'ouest du Canada vers Montréal, où ils seraient fractionnés. De même, on pourrait importer directement des GPL ou des LGN, ou les deux, si les prix étaient concurrentiels. Pétromont aurait ainsi accès à des charges d'alimentation à faible coût. Les activités de l'industrie pétrochimique de Sarnia ne seraient pas vraiment touchées par l'une ou l'autre des options, c'est-à-dire qu'il n'y aurait aucune modification importante du coût des charges d'alimentation.

14.0 LES OPTIONS DU GOUVERNEMENT ET LEURS RÉPERCUSSIONS

14.1 Décisions commerciales/réglementaires

Étant donné que nous n'avons pas encore toutes les données du problème, il faut se garder de porter un jugement prématuré sur les diverses possibilités d'utilisation du pipeline Sarnia-Montréal. Pour modifier de quelque façon son utilisation ou son état actuel, il faudrait que l'ONÉ tienne des audiences au cours desquelles toute partie intéressée pourrait présenter son point de vue et poser des questions. Toute recommandation de l'ONÉ devrait également être approuvée par le gouvernement, qui tiendrait compte alors de tous les facteurs pertinents, y compris de la sécurité énergétique. De plus, il est fort probable que plusieurs possibilités commerciales d'utilisation du pipeline n'ont pas encore été clairement formulées ou élaborées, faute d'information.

14.2 Préparation en cas d'urgence

Les gouvernements pourraient vouloir contribuer à la préparation des mesures d'urgence, s'il était décidé, pour des raisons commerciales ou réglementaires, de fermer temporairement le pipeline Sarnia-Montréal. Tant qu'il demeure matériellement possible de transporter du pétrole d'ouest en est par ce tronçon, que l'on remplisse l'oléoduc de pétrole brut ou de gaz inerte importe peu. Le pétrole pourrait être livré à Montréal environ sept jours plus tôt si l'oléoduc est rempli de pétrole brut, mais les frais financiers s'élèveraient alors à 5 ou 6 millions de dollars par année. De même, si les entreprises et les organismes de réglementation optaient pour l'inversion du débit, le gouvernement pourrait également songer à y intégrer une formule quelconque de transport bidirectionnel.

14.3 Réglementation directe

En contrôlant les importations ou les exportations de pétrole brut, le gouvernement pourrait exiger le transport de brut canadien vers Montréal, dans la mesure où la capacité de production de brut léger est suffisante et excédentaire par rapport aux besoins de l'Ouest. Les coûts directs que devrait assumer le gouvernement du Canada auraient principalement trait à l'administration du programme.

Toutefois, il faudrait également prévoir des coûts indirects résultant du manque d'efficacité et de la hausse des frais d'exploitation à la charge des sociétés. Par exemple, si un producteur est obligé de vendre à certains clients "moins rentables", il s'ensuit une réduction correspondante des rentrées nettes à la tête du puits. Sous un régime de contrôle des importations, les raffineurs auraient à assumer des frais plus élevés, parce qu'ils ne seraient pas en mesure de choisir le brut correspondant le mieux à leurs besoins. Pour assurer un contrôle efficace et éviter que certaines sociétés soient traitées injustement, il faudrait probablement contrôler tant les importations que les exportations de produits raffinés; cela augmenterait encore les coûts de l'utilisateur final. Bien qu'il ne soit pas possible d'évaluer avec précision l'ampleur des augmentations de coût ou de prix, il est clair que des utilisateurs de tous genres (consommateurs, sociétés, contribuables), y compris ceux qui étaient censés à l'origine tirer profit de la décision de réglementer, auraient à en partager le fardeau.

14.4 Subvention des frais de transport

Le gouvernement pourrait envisager d'aider les consommateurs à payer les droits pipeliniers, afin d'encourager le transport d'ouest en est ou de faciliter l'inversion. En l'absence de contrôle et de surveillance, il y a risque que des subventions soient versées inutilement, soit pour des livraisons qui auraient eu lieu de toute façon ou pour des livraisons qui ont été entreprises expressément pour tirer profit des subsides. Ce type d'aide financière pourrait également exercer une influence sur les mouvements du brut et sur les rapports de coûts entre les régions. Il reste encore à déterminer le niveau de subvention nécessaire pour assurer le transport d'un volume minimal de pétrole; un programme pourrait finir par coûter extrêmement cher. De plus, les gouvernements étrangers pourraient y voir un motif suffisant pour imposer des droits compensateurs sur les exportations de produits pétroliers et de produits pétrochimiques canadiens.

15.0 CONCLUSION

L'avenir du pipeline Sarnia-Montréal est très incertain. Au cours des trois à cinq prochaines années, il est fort probable que le tronçon continuera d'être exploité commercialement. Si les prix du pétrole d'outre-mer demeuraient concurrentiels par rapport aux prix du brut léger canadien pendant une période suffisamment longue, les raffineurs de Montréal pourraient décider de faire appel uniquement au pétrole importé. Cette éventualité a toutefois peu de chances de se réaliser à court terme.

Pour se procurer le pétrole importé dont elle aura besoin, l'Ontario commencera probablement par utiliser le réseau médio-continental des États-Unis. Selon le taux de croissance et l'ampleur du déficit de la balance pétrolière ontarienne, cette solution pourrait s'avérer la plus économique à long terme. Elle serait également compatible avec le mode de fonctionnement actuel du pipeline (transport d'ouest en est) ou la fermeture temporaire du tronçon. À moins que la balance pétrolière ontarienne ne soit condamnée à un déficit assez élevé, disons de 16 000 à 30 000 m^3 par jour, pendant au moins plusieurs années, l'option d'inversion du débit du pipeline Sarnia-Montréal pourrait difficilement concurrencer celle du réseau médio-continental.

D'ici le milieu des années 1990, la hausse des prix pourrait recréer, dans l'Ouest, les conditions propices à un accroissement de la capacité de production suffisant pour poursuivre le transport d'ouest en est, vers Montréal.

Annexe I

MISE EN PLACE DU RÉSEAU IPL/LAKEHEAD

1950 - Construction de la ligne initiale entre Edmonton et Superior, au Wisconsin, et d'un tronçon entre Redwater et Edmonton.

1953 - Prolongement de la ligne de Superior à Sarnia, en passant par le détroit de Mackinac. Début des travaux de construction d'une deuxième ligne entre Edmonton et Superior.

1957 - Prolongement du réseau de Sarnia à Port Credit, en Ontario.

1958 - Achèvement de la deuxième ligne entre Edmonton et Superior.

1963 - Achèvement de l'embranchement entre Westover (Ontario) et Buffalo (New York).

1966 - Début des travaux du programme de modernisation, soit l'électrification des stations de pompage situées au Manitoba et l'installation de télécommandes sur le réseau entre Edmonton et Superior.

1967 - Début de la construction de la deuxième ligne entre Sarnia et Toronto.

1969 - Achèvement de la boucle de canalisation de Chicago et de la troisième ligne entre Edmonton et Superior.

1971 - Augmentation de la puissance grâce à l'ajout de nouvelles stations de pompage.

1976 - Achèvement de la prolongation jusqu'à Montréal et mise en service en juin. Achèvement du programme des boucles de canalisation au Michigan.

1977 - Achèvement de la prolongation de Nanticoke.

1981 - Achèvement de la phase finale du programme d'électrification. Toutes les installations de pompage du réseau fonctionnent maintenant à l'électricité.

1984 - Achèvement du raccordement entre la raffinerie Gulf (maintenant Petro-Canada) à Clarkson (Ontario) et le pipeline Sarnia-Montréal. Dans l'Ouest canadien, à Hardisty (Alberta), fin de la construction d'une installation permettant l'injection de pétrole brut lourd dans le gros pipeline conçu pour le pétrole brut.

1985 - Achèvement du pipeline de Norman Wells. Augmentation de 12 000 m^3/d (75 000 b/d) de la capacité du réseau de transport du pétrole brut entre Edmonton et Superior, par suite de l'achèvement de la phase I du programme d'expansion.

1986 - Achèvement, au cours du quatrième trimestre, de la phase II du programme d'expansion, soit l'augmentation de 25 000 m^3/d (157 000 b/d) de la capacité des lignes 2 et 3.

1987 - Achèvement prévu, au cours du quatrième trimestre, de la phase III du programme d'expansion, soit l'accroissement de 15 000 m^3/d (94 000 b/d) de la capacité des lignes 1 et 3.

Annexe II

IPL - DONNÉES D'EXPLOITATION

1) Stocks en canalisation (au 1er janvier 1986)

Il faut près de 4 094 000 m^3 (25 700 000 barils) de pétrole pour remplir la conduite principale, dont la longueur est de 10 037 km. Ce pétrole est fourni et payé par les expéditeurs-acheteurs.

2) Investissement

Au 1er janvier 1986, les investissements dans des installations se chiffraient à 1 832 733 000 $.

3) Capacité

Voici la capacité physique annuelle moyenne des divers tronçons du réseau pipelinier, au 1er janvier 1986 :

Edmonton-Superior

Ligne 1, de Sarnia	21 300 m^3/d (134 000 b/d)
Ligne 2, de Regina	36 500 m^3/d (230 000 b/d)
Ligne 3, de Kerrobert	127 300 m^3/d (801 000 b/d)

Superior-Sarnia

Nord 30 po, de Superior	76 000 m^3/d (478 000 b/d)
Sud 34 po, de Superior	96 000 m^3/d (604 000 b/d)
Sud 30 po, de Griffith	107 000 m^3/d (673 000 b/d)

Ontario

Ligne 7 (Sarnia-Toronto) de Sarnia	40 000 m^3/d (252 000 b/d)
Ligne 8 (Sarnia-Westover) de Sarnia	45 000 m^3/d (283 000 b/d)
Ligne 9 (Sarnia-Montréal) de Westover	53 000 m^3/d (335 000 b/d)
Ligne 10 (Westover-Buffalo) de Westover	17 000 m^3/d (107 000 b/d)
Ligne 11 (Westover-Nanticoke) de Westover	21 000 m^3/d (132 000 b/d)
Ligne 12 (Clarkson-Montréal)	3 700 m^3/d (23 000 b/d)

Territoires du Nord-Ouest

Norman Wells-Zama	4 800 m^3/d (30 600 b/d)

Exploitation

En 1985, le réseau a transporté 80,5 millions de mètres cubes (506 millions de barils) de pétrole, soit une moyenne de 220,4 m^3 (1 388 500 b) par jour.

Annexe III

IPL - LIVRAISONS

($10^3 m^3/d$)

1972-1985

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Provinces des Prairies	18,4	23,4	24,8	21,8	19,6	19,8	19,4	22,3	22,3	21,7	21,7	22,6	24,2	27,8
Ontario	65,8	74,4	83,4	81,1	83,8	94,1	96,2	105,4	102,7	96,8	78,5	82,3	87,4	84,0
Québec	-	-	-	-	13,3	37,0	43,7	49,0	49,0	37,1	39,8	39,2	35,9	29,1
TOTAL	**84,3**	**97,7**	**108,1**	**102,9**	**116,8**	**150,9**	**159,3**	**176,8**	**174,0**	**155,6**	**140,0**	**144,0**	**147,6**	**140,9**

Pourcentage de la capacité

Provinces des Prairies														
Ontario														
Québec					25	70	82	92	92	70	75	74	68	55

Source: Rapports annuels d'IPL,

Annexe IV

OFFRE ET DEMANDE DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL

Transport de LGN vers l'Est du Canada

À cause de la pression de vapeur nécessaire, le pipeline de l'IPL ne peut transporter que certains liquides de gaz naturel, soit un mélange de propane, de butanes et de pentanes plus. L'éthane et le propane purs sont acheminés vers l'Est par le pipeline haute pression de Cochin. Le propane pur et une certaine quantité de butanes sont également acheminés vers l'Est par train. Pour la majeure partie, le propane, les butanes et le condensat produits dans l'Ouest canadien sont transportés vers les marchés par le réseau de l'IPL, qui est le moyen de transport le moins coûteux. Le grand inconvénient de ce mode de transport, c'est la nécessité d'utiliser un fractionnateur dans l'Est du Canada pour séparer les différents produits livrés. Jusqu'en 1986, il n'y avait qu'un seul fractionnateur dans l'est du pays; celui-ci, qui appartient à Dome, Amoco et PanCanadian, est exploité par Dome Petroleum. En 1987, un autre fractionnateur sera mis en service à Marysville, au Michigan, et si le pipeline Sarnia-Montréal est amélioré, un fractionnateur sera installé à Montréal en 1989. Ensemble, ces fractionnateurs pourront traiter environ 26 $10^3 m^3/d$ de LGN produits dans l'Ouest canadien.

Prévisions de l'ONÉ concernant l'offre et la demande

Les liquides de gaz naturel sont des sous-produits du gaz naturel (propane 80 %, butanes 70 %) et du pétrole brut. Les approvisionnements en LGN provenant du gaz naturel dépendent de la conception de l'usine de traitement du gaz, de la composition de ce gaz et du volume traité. Les approvisionnements en LGN provenant du raffinage du pétrole brut sont fonction de la configuration de la raffinerie, de la qualité du brut et du volume de brut raffiné.

Par le passé, l'expansion des marchés et la hausse des prix de LGN, combinées aux contraintes imposées au prix et à la commercialisation du gaz naturel, ont incité les entreprises à investir davantage dans l'extraction des LGN aux usines de traitement du gaz naturel. En même temps, cependant, le gaz devient "plus sec", étant donné qu'une part accrue du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien provient de réserves non associées au pétrole brut. Ainsi, on constate une tendance à la baisse du rendement en LGN. On prévoit que cette situation se maintiendra tout au long de la période étudiée, peu importe le scénario retenu.

Dans ses prévisions de la production de gaz naturel, l'ONÉ n'envisage pas une augmentation des exportations au delà de celles qui sont actuellement autorisées. Pour cette raison, dans son scénario de prix bas, l'ONÉ prévoit que la production de gaz naturel et des liquides de gaz naturel connexes atteindra un sommet en 1989. Pour ce qui est du scénario de prix élevé, il s'attend à ce que la production de LGN diminuera entre 1990 et 2000 après quoi, à cause de la demande intérieure de gaz naturel, la production atteindra un sommet en 2003 pour ensuite diminuer jusqu'en 2005. La production de gaz naturel prévue en 2005, dans le scénario de prix élevé, est d'environ 50 % supérieure à celle du scénario de prix bas.

Pour ce qui est des LGN produits dans les raffineries, l'ONÉ anticipe une augmentation de la production de 10 % entre 1985 et 2005 dans le scénario de prix bas, comparativement à 4 % dans l'autre scénario, à cause de la diminution de la production des raffineries. Dans ses prévisions, l'ONÉ ne tient pas compte des approvisionnements en LGN provenant des usines de pétrole brut synthétique et de valorisation ni des terres domaniales (régions éloignées). En voici les raisons : d'une part, rien ne justifie, sur le plan économique, l'extraction des LGN dans ces installations et, d'autre part, les terres domaniales ne sont pas encore considérées comme des sources garanties d'approvisionnement et, de ce fait, ne peuvent être prises en compte dans les prévisions.

Pour ce qui est de la demande, dans le scénario de prix bas, l'ONÉ estime que la demande de propane augmentera dans tous les secteurs, mais en particulier dans les secteurs pétrochimique, résidentiel et commercial. Dans le scénario de prix élevé, la demande de propane augmente légèrement à cause d'une utilisation accrue de ce produit dans le domaine des transports.

Dans les deux scénarios de prix, la demande de butanes devrait passer de 1 100 m^3/d en 1985 à 2 500 m^3/d en 2005. Pour ce qui est des butanes utilisés dans les mélanges pour essence, la demande devrait passer de 2 900 m^3/d en 1985 à 3 400 m^3/d en 2005 dans le scénario de prix bas et demeurer à peu près la même dans le scénario de prix élevé puisque, dans ce cas, on prévoit une baisse de la demande d'essence.

Besoins en LGN de l'Est

Les fractionnateurs de LGN de l'est du Canada pourront traiter environ 21 000 m^3/d de mélanges de LGN en provenance de l'Ouest en 1987-1988, et 26 000 m^3/d de 1990 à 2005. Si les trois fractionnateurs fonctionnent à capacité, à compter de 1987, 21 000 m^3/d pourront être acheminés vers Sarnia. Le volume acheminé par le pipeline Sarnia-Montréal sera de 5 000 m^3/d au quatrième trimestre de 1989.

Il semble que, dans le scénario de prix élevé, l'Ouest pourra produire suffisamment de LGN durant toute la période étudiée pour satisfaire cette demande mais, dans le scénario de prix bas, il y a risque de pénurie au cours de la dernière tranche de la période examinée. Toutefois, les prévisions pour 2000-2005 sont peut-être indûment pessimistes parce qu'elles ne tiennent pas compte de la possibilité d'exportations autres que celles qui sont actuellement autorisées, après expiration des licences en vigueur actuellement.

Si les fractionnateurs fonctionnent vraiment à capacité, il faudra y acheminer 10 000 m^3/d additionnels par la ligne 1 dont la capacité, après l'achèvement de la phase III du programme d'expansion au cours du troisième trimestre de 1987, sera d'environ 31 000 $^3/d$. Au besoin, il est possible d'accroître la capacité du réseau au moyen de la ligne de Cochin, comme ce fut le cas au cours du dernier trimestre de 1986 et du premier trimestre de 1987: le coût additionnel de la livraison du mélange par la ligne de Cochin avait été ajouté à la base des taux de l'IPL.

Les 5 000 m^3/d supplémentaires qui seraient acheminés vers Montréal ne sont pas suffisants pour influer de façon marquée sur les volumes actuels, qui sont de 29 000 m^3/d, contre une capacité de 53 000 m^3/d.

Tableau 1

Production de liquides de gaz naturel

$10^3m^3/d$

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Scénario de prix bas										
Éthane	16,6	17,5	22,2	25,4	27,2	28,1	26,6	23,6	16,2	8,6
Propane	20,1	19,9	20,0	20,7	22,0	23,5	22,5	19,8	16,3	10,8
Butanes	12,2	11,9	12,0	12,2	12,8	13,6	13,1	11,4	9,6	6,7
Pentanes plus	16,1	17,2	17,0	17,1	17,8	18,7	17,7	14,0	11,2	6,8
Scénario de prix élevé										
Éthane	16,6	17,5	22,3	25,3	26,9	27,6	25,9	22,4	15,8	13,6
Propane	20,1	19,9	20,0	20,5	21,5	22,9	21,8	18,4	15,7	15,4
Butanes	12,2	11,9	11,9	12,1	12,5	13,2	12,6	10,6	9,3	9,2
Pentanes plus	16,1	17,2	17,0	17,1	17,6	18,3	17,2	13,1	10,9	10,8

Source: Office national de l'énergie, L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005, Ottawa, 1986.

Tableau 2

Prévision des volumes de LGN des usines de traitement de gaz naturel de l'Ouest livrés aux fractionnateurs de l'Est

$10^3 m^3/d$

1985-2000

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Scénario de prix bas									
Production - Ouest	45,53	45,36	46,26	48,74	52,00	49,55	41,54	33,63	20,84
Demande - Ouest	4,19	4,22	4,27	4,30	4,33	4,35	4,70	5,14	5,59
Quantité nette disponible	41,34	41,14	41,98	44,43	47,67	45,20	36,84	28,49	15,25
Capacité des fractionnateurs de l'Est	16,00	16,00	21,00	21,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
Différence	25,34	25,14	20,98	23,43	21,67	17,20	10,84	2,49	-10,75
Scénario de prix élevé									
Production - Ouest	45,82	45,36	45,91	47,99	50,78	47,85	38,64	32,49	32,01
Demande - Ouest	4,26	4,25	4,33	4,37	4,41	4,46	4,91	5,45	5,97
Quantité nette disponible	41,55	41,11	41,58	43,62	46,37	43,40	33,74	27,04	26,04
Capacité des fractionnateurs de l'Est	16,00	16,00	21,00	21,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
Différence	25,55	25,11	20,58	22,62	20,37	17,40	13,74	1,04	0,04

Source : Office national de l'énergie, L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005, Ottawa, 1986.

Annexe V

BESOINS EN PÉTROLE BRUT

Consommation finale

De 1985 à 2005, selon le rapport de l'ONÉ, la demande de produits pétroliers raffinés au Canada croît à un taux annuel composé d'environ 1 % dans le scénario de prix bas, pour atteindre 258 000 m^3/d en 2005. Dans le scénario de prix élevé, la demande n'atteint que 219 000 m^3/d, soit un taux de croissance inférieur à 0,2 % par an, au cours de la période étudiée, dans l'ensemble du pays.

Dans les deux scénarios, le taux de croissance de la demande de produits pétroliers est, en gros, inférieur de 1 % au taux d'augmentation de la demande totale d'énergie pour utilisation finale; ainsi, dans les deux cas, le pétrole perd une part du marché au profit des autres formes d'énergie. Néanmoins, pour ce qui est de l'utilisation finale, la part du marché occupée par le pétrole, qui est d'environ 40 % pour l'ensemble du pays en 1985, n'est plus que de 33 % dans le scénario de prix bas et de 32 % dans l'autre scénario, en 2005. L'augmentation constante de la demande de carburants dans le secteur des transports, qui sont pour la plupart des dérivés du pétrole, compense, en bonne partie, la baisse de la demande de produits pétroliers dans d'autres secteurs d'utilisation finale, qui remplacent ces produits par d'autres combustibles ou utilisent les produits pétroliers de manière plus efficace.

Dans les deux scénarios de prix, on fait état de variations considérables de la demande d'une région à l'autre. Dans le scénario de prix bas, le taux de croissance de la demande de pétrole varie d'un maximum de 1,2 % en Ontario à un minimum de 0,8 % au Québec, alors que la moyenne canadienne est d'environ 1 %. Dans le scénario de prix élevé, le taux de croissance de la demande de produits pétroliers dans l'ensemble du Canada baisse à environ 0,2 %. C'est dans les Prairies que le taux de croissance diminue le moins, soit 0,7 %, comparativement à 1 % dans le scénario de prix bas. Le Québec et la Colombie-Britannique connaissent des baisses plus marquées du taux de croissance de la demande, qui passe à seulement 0,1 % par an. Cette diminution de la demande de produits pétroliers au Québec et en Colombie-Britannique, prévue dans le scénario de prix élevé, est attribuable à l'augmentation de la part du marché occupée par l'électricité dans ces deux provinces. Dans le scénario de prix élevé, on prévoit une certaine stimulation de l'économie dans les Prairies par suite d'une augmentation des activités dans le secteur pétrolier, dans cette région.

Les données, par région, pour les deux scénarios sont résumées dans le tableau qui suit et comparées à celles de 1985. En gros, dans le scénario de prix élevé, la demande globale de pétrole demeure pratiquement inchangée par rapport à celle de 1985.

Tableau 1

Demande totale de produits pétroliers raffinés

$10^3 m^3/d$

Région	1985	1995	
		Prix bas	Prix élevé
Atlantique	25	27	25
Québec	47	50	44
Ontario	72	78	70
Prairies et T. N.-O.	46	44	43
C.-B. et Yukon	23	25	23
Canada	**213**	**225**	**205**

Source : Office national de l'énergie, L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005, tableau A6-17.

Il est à noter, toutefois, qu'on prévoit certains changements au niveau de la demande, à savoir une baisse de la demande de combustibles pour le chauffage résidentiel et industriel et une augmentation de la demande de carburants destinés au marché des transports. Dans le scénario de prix bas, la demande globale de produits pétroliers augmente, notamment la consommation de carburants dans le secteur des transports. Dans ce scénario, la demande de mazout léger diminue, mais pas autant que dans le scénario de prix élevé. Par contre, dans le scénario de prix bas, la demande de mazout lourd augmente à cause du ralentissement des substitutions de combustibles et de l'augmentation de l'activité industrielle.

Commerce des produits raffinés par région

Il existe des différences considérables, entre les régions, sur le plan des échanges commerciaux. Dans le scénario de prix élevé, l'ONÉ suppose que la Colombie-Britannique et le Yukon n'importeront pas de produits pétroliers et que cette région se procurera environ 20 % de ceux dont elle a besoin auprès de l'Alberta. En même temps, l'ONÉ prévoit que les exportations de produits pétroliers demeureront plus ou moins stables, à 3 000 et 4 000 m^3/d, l'équivalent de 15 % à 18 % des produits pétroliers raffinés. En termes nets, cette région continue d'importer environ 3 % des produits pétroliers dont elle a besoin, tout au long de la période étudiée, dans le scénario de prix élevé.

Quant à la région des Prairies, elle demeure un exportateur net de produits pétroliers, à l'échelon international et interrégional, pendant toute la période d'étude. L'ONÉ prévoit qu'environ 17 % des produits pétroliers raffinés dans cette région seront exportés, dont environ le tiers 4 000 m^3/d sur les marchés internationaux.

D'après ce scénario, la majeure partie des exportations de la région est acheminée vers celle de la Colombie-Britannique, mais une petite quantité (environ 1 000 m^3/d) continue d'être transportée vers l'Ontario, tout au long de la période examinée.

La région de l'Ontario demeure un important exportateur de produits pétroliers pendant toute la période visée, c'est-à-dire qu'elle exporte environ 12 000 m^3/d, soit quelque 14 % de la production de ses raffineries. De même, l'ONÉ suppose que 4 000 m^3/d additionnels (nets) seront transférés vers d'autres régions, principalement le Québec. En même temps, l'Ontario importera une quantité similaire de produits pétroliers (4 000 m^3/d) au début de la période examinée, et ses importations diminueront de plus de moitié d'ici 1990, pour ensuite augmenter brusquement au début du prochain siècle, à mesure que les raffineries se rapprocheront de leur capacité. En somme, la région de l'Ontario demeure un exportateur net de produits pétroliers, c'est-à-dire qu'elle exporte entre 12 et 17 % de la production de ses raffineries suivant le scénario de prix élevé.

Les raffineries du Québec devraient exporter environ 10 % de leur production au cours de la période à l'étude, à l'échelon international ou interrégional. De même, on prévoit que le Québec importera environ 8 000 m^3/d de produits pétroliers, c'est-à-dire qu'il dépendra des importations pour environ 10 % de ses besoins en produits pétroliers raffinés, en termes nets, selon le scénario de prix élevé.

L'ONÉ fait des prévisions similaires pour la région de l'Atlantique dans son scénario de prix élevé; en effet, la région importe plus de produits pétroliers qu'elle n'en exporte sur les marchés internationaux ou interrégionaux. Elle dépend donc des importations pour environ 16 % de ses besoins en produits pétroliers raffinés.

Transferts interrégionaux (scénario de prix bas)

On constate quelques différences importantes entre les deux scénarios sur le plan des transferts interrégionaux. Dans le scénario de prix bas, la Colombie-Britannique reçoit de l'Alberta 7 000 m^3/d additionnels, les vingt années étudiées, et, en 2005, elle reçoit presque 3 000 m^3/d de plus en importations directes de produits pétroliers. Dans le cas des Prairies, dans le scénario de prix bas, les transferts de produits pétroliers vers la Colombie-Britannique sont à la hausse, mais ceux vers l'Ontario et les marchés internationaux, sont à la baisse, ce qui se traduit par une augmentation globale moyenne d'environ 3 000 m^3/d. En Ontario, les importations et les transferts de produits pétroliers depuis le Québec sont plus élevés au cours des années 80, par rapport au reste de la période étudiée. Cependant, durant les années 90, les importations de produits pétroliers en Ontario augmentent beaucoup de manière à compenser la baisse des transferts depuis le Québec et le fait que les raffineries de cette province atteignent la limite de leur capacité de production, situation similaire à celle qui est prévue en Colombie-Britannique au cours de la dernière décennie de la période examinée. En 2005, les importations de produits pétroliers de l'Ontario atteindront 25 000 m^3/d comparativement à 3 000 ou 4 000 m^3/d durant la seconde moitié des années 80. Au Québec, les importations augmentent légèrement, à 9 000 m^3/d, en 2005.

Les transferts vers l'Ontario au cours de la dernière moitié des années 80 sont un peu plus importants que dans le scénario de prix élevé, mais ils baissent de façon marquée à la fin des années 90. Dans le scénario de prix bas, la situation dans la région de l'Atlantique ne diffère que peu de celle de l'autre scénario. En résumé, les importations de produits pétroliers sont plus élevées dans le scénario de prix bas, notamment durant la deuxième moitié de la période étudiée, où les raffineries atteignent presque leur capacité totale de production en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec.

Besoins en charges d'alimentation

Les autres éléments qui permettent de déterminer la demande finale de pétrole brut utilisé comme charge d'alimentation, à savoir la consommation et les pertes à la raffinerie, les variations des stocks, l'utilisation de pétrole partiellement traité et d'autres produits de charge, par exemple les butanes, sont essentiellement les mêmes dans les deux scénarios. Étant donné que les importations de produits pétroliers devraient couvrir l'augmentation de la demande au cours de la dernière partie de la période examinée, la demande de pétrole brut varie moins que celle de produits pétroliers raffinés, d'un scénario à l'autre.

Tableau 2

Demande de pétrole brut, par région*

$10^3 m^3/d$

Région	1985	1995		2005	
		Bas	Élevé	Bas	Élevé
Atlantique	23	26	24	28	25
Québec	45	45	45	46	45
Ontario	78	83	81	83	81
Prairies et T.N.-O.	53	56	52	64	58
C.-B. et Yukon	22	22	22	22	22
Canada	222	233	223	242	231

Note : Ces données estimatives englobent tous les besoins en pétrole brut, dans chaque région, à des fins de consommation interne et d'exportation dans les autres régions et à l'étranger.

Source : Office national de l'énergie, L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005, tableau A6-17.

Tableau 3

Besoins en charges d'alimentation - Pétrole brut léger et moyen

$10^3 m^3/d$

Scénario de prix élevé	1985	1990	1995	2000	2005
C.-B. et Yukon	23	23	22	22	22
Prairies et T.N.-O.	49	45	45	48	51
Ontario	69	72	71	70	70
Québec	43	40	45	45	45
Atlantique	24	25	24	25	25
Canada	206	207	206	209	212
Scénario de prix bas					
C.-B. et Yukon	23	22	22	22	22
Prairies et T.N.-O.	49	48	50	52	56
Ontario	69	73	73	72	72
Québec	43	41	46	46	46
Atlantique	24	26	26	27	28
Canada	206	211	216	220	223

Source : Office national de l'énergie, 1986, tableau A6-17.

Annexe VI

CONVENTION DE COUVERTURE DES DÉFICITS - PIPELINE SARNIA-MONTRÉAL

La convention intervenue entre l'Interprovincial Pipe Line et le gouvernement du Canada avait pour objet de garantir que le pipeline serait construit et maintenu de manière à pouvoir servir dans un délai relativement court, pendant les vingt prochaines années, pour transporter du pétrole dans l'une ou l'autre direction. La responsabilité du gouvernement est d'environ 5 à 10 millions de dollars par an, lorsque la canalisation est exploitée, et peut atteindre 30 millions de dollars par an, si la ligne est mise en réserve pour utilisation future. Quoi qu'il en soit, la convention expire en 1996.

Le manque à gagner, peu importe l'année, est établi d'après les recettes tirées des droits à payer imposés par l'ONÉ, dont on retranche les dépenses suivantes :

- la dépréciation des immobilisations sur vingt ans;
- les intérêts sur les débentures émises pour la construction du pipeline;
- l'amortissement de l'escompte et des dépenses associés aux débentures;
- les impôts fonciers et autres; et
- les frais d'exploitation.

Depuis l'entrée en service, en 1976, le gouvernement du Canada a versé des paiements de compensation à l'IPL. Une partie des sommes versées ont trait aux dépenses engagées durant la construction, que l'ONÉ a qualifiées "d'imprudentes" au moment de l'établissement des tarifs à payer. Le recouvrement de ces dépenses est prévu dans la Convention de couverture des déficits. En outre, bien que la convention prévoie une période d'amortissement de 20 ans, l'ONÉ a tenu compte d'une période de 40 ans pour l'établissement des droits. D'ici 1996, l'IPL aura amorti la totalité de sa dette soit directement, grâce aux tarifs, soit indirectement, grâce à la Convention. Dans la mesure où l'Office décide de maintenir à 40 ans la période d'amortissement pour la détermination des tarifs, l'IPL sera tentée, pour des raisons financières, d'exploiter le pipeline pendant encore vingt ans, étant donné qu'elle pourra continuer de recouvrer des capitaux grâce aux tarifs, alors qu'en fait, ils auront déjà été recouvrés en totalité.

Aux termes de la convention principale, la Couronne détient le droit exclusif d'acheter le prolongement jusqu'à Montréal. Voici les conditions générales de l'entente :

a) la Couronne doit avoir effectué un paiement de compensation dans les 120 jours précédant la présentation à l'IPL d'un avis l'informant de son intention d'exercer son droit; et

b) la Couronne doit verser à l'IPL :

   (i) le prix de levée (montant égal au coût en capital du prolongement jusqu'à Montréal, moins la dépréciation) et

   (ii) lui rembourser tous les frais juridiques et autres frais engagés pour la vente du prolongement.